



REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

DOCUMENTO CREG-702 003
21 DE ABRIL DE 2023

CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y
GAS

**D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA
DE GAS NATURAL**

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

CONTENIDO

1.	ANTECEDENTES E INFORMACIÓN GENERAL	4
2	DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	5
2.1	Problemática identificada en el documento CREG-049 de 2021	5
2.2	Otros problemas identificados.....	7
2.2.1	Abastecimiento futuro para la demanda nacional total de gas natural	7
2.2.2	Información de la demanda a ser contratada de corto, mediano y largo plazo	11
2.2.3	El aseguramiento de la contratación del suministro con Respaldo Físico para atender a la Demanda Esencial.....	11
2.2.4	Abastecimiento futuro de fuentes de suministro con excepciones	14
2.2.5	Acople entre comercialización del suministro y la comercialización de la capacidad de transporte de gas natural	17
2.2.6	Comercialización de campos en pruebas extensas o sobre las cuales no se haya declarado su comercialidad	18
2.2.7	Definición de condiciones para considerar el Respaldo Físico de gas natural que se obtiene en el exterior	19
2.2.8	Registro del tipo de contrato del Mercado Primario.....	20
3.	OBJETIVO GENERALES y OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	22
3.1	Objetivo general.....	22
3.2	Objetivos específicos	23
3.2.1	Flexibilidad en el proceso de contratación y los tipos de contratos	23
3.2.2	Comercialización del suministro proveniente de nuevas fuentes de suministro nacionales o externas (Costa afuera y Yacimientos no Convencionales).....	24
3.2.3	Comercialización del suministro proveniente de fuentes de suministro nacionales o externas con logísticas de suministro especiales (gas natural licuado y gas natural comprimido)	25
3.2.4	Comercialización de gas desde campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad	25
3.2.5	Contratación firme o con garantía de firmeza y el Respaldo Físico.....	26
3.2.6	Aseguramiento del acceso al suministro para la atención de la Demanda Esencial	26
3.2.7	Declaración de potencial de producción comercializable	27
3.2.8	Transparencia del Mercado Secundario	28
3.2.9	Contratos con interrupciones.....	28
3.2.10	Otros aspectos	29
4.	PROPUESTA	31

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

4.1	Eliminación de las modalidades de Contratos de Suministro C1 y C2 y de las subastas anuales de dichos contratos.....	31
4.2	Eliminación de los contratos firmes bimestrales y de las subastas bimestrales de dichos contratos.....	32
4.3	Eliminación de las subastas de contratos con interrupciones	34
4.4	Definición de Respaldo Físico.....	36
4.5	Inclusión de la modalidad de Contrato de Suministro CF80.....	40
4.6	Inclusión de modalidades de contratos propuestas por los agentes del mercado mayorista.....	41
4.7	Flexibilización de las condiciones generales de los contratos que requieren contar con Respaldo Físico	42
4.8	Inclusión de nuevo evento eximente de responsabilidad	44
4.9	Incentivos para nuevas fuentes de suministro o nuevas logísticas de suministro en el Mercado Primario	44
4.10	Declaración de información de PTDVF/CIDVF de todas las fuentes de suministro	45
4.11	Aseguramiento del suministro para la atención de la Demanda Esencial	47
4.11.1	Balances comerciales.....	48
4.11.2	Aseguramiento de la Demanda Esencial.....	58
4.12	Negociaciones de contratos con interrupciones.....	66
4.13	Declaración de contrato de consumo propio de los productores-comercializadores y mecanismos de comercialización ante eventos de fuerza mayor	69
4.14	Información sobre las nominaciones diarias de suministro de gas natural	69
4.15	Información sobre nominaciones de suministro de gas:.....	70
4.16	Información sobre renominaciones de suministro de gas	70
4.17	Requisitos de contratos de suministro para plantas térmicas con OEFs y con combustible principal gas natural	70
4.18	Registro de contratos sin necesidad de haber usado el MADE	70
4.19	Ecuaciones de actualización periódica de los precios iniciales.....	71
4.20	Reglamento de la subasta de cantidades para trimestres deficitarios.....	76
4.21	Información de oferta y demanda para negociaciones directas en el Mercado Secundario	77
4.22	Otros aspectos de la propuesta	77
5	ANÁLISIS DE IMPACTOS.....	78
	ANEXO 1. ANÁLISIS DE COMENTARIOS RECIBIDOS.....	4
1	COMENTARIOS GENERALES.....	6
1.1	ACOLGÉN.....	6
1.2	ANDEG	7
1.3	ANDESCO	19
1.4	EFIGÁS	20

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

1.5	GASES DE OCCIDENTE	22
1.6	HOCOL	26
1.7	MADIGÁS.....	28
1.8	PRIME ENERGÍA.....	29
1.9	PROMIGAS	30
1.10	SPEC	33
1.11	SURTIGÁS.....	34
1.12	TEBSA	37
1.13	TGI	39
1.14	VANTI.....	41
2	ARTÍCULO 1. OBJETO	42
2.1	ISAGEN.....	42
2.2	OILGAS ENERGY	43
3	ARTÍCULO 2. ÁMBITO DE APLICACIÓN	43
3.1	ECOPETROL	43
3.2	OILGAS ENERGY	44
4	ARTÍCULO 3. DEFINICIONES	44
4.1	ACP.....	44
4.2	ANDESCO	45
4.3	BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA.....	46
4.4	CANACOL.....	49
4.5	ECOPETROL	49
4.6	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P	50
4.7	GASES DE LA GUAJIRA	51
4.8	GASES DE OCCIDENTE.....	53
4.9	GASES DEL CARIBE.....	54
4.10	GECELCA	55
4.11	GIGAS ENERGY	56
4.12	HOCOL	56
4.13	ISAGEN.....	57
4.14	LEWIS ENERGY	58
4.15	MC2 S.A. E.S.P.....	58
4.16	OILGAS ENERGY	59
4.17	PRIME ENERGIA.....	61
4.18	PROMIGAS	61
4.19	SPEC	63
4.20	SURTIGAS.....	64
4.21	TEBSA	64
4.22	TERMOYOPAL	68
4.23	TERPEL	68
5	ARTÍCULO 5. SERVICIOS A CARGO DEL GESTOR DEL MERCADO	70

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

5.1	ACP.....	70
5.2	BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA.....	70
5.3	ECOPETROL	70
5.4	GASES DE LA GUAJIRA	71
5.5	GASES DEL CARIBE.....	72
5.6	HOCOL	73
5.7	LEWIS ENERGY	73
5.8	OILGAS ENERGY	73
5.9	SSPD	75
5.10	TEBSA	76
5.11	TERPEL	76
6	ARTÍCULO 6. SELECCIÓN DEL GESTOR DEL MERCADO	77
6.1	ALCANOS	77
7	ARTÍCULO 7. REMUNERACIÓN DEL GESTOR DEL MERCADO.....	77
7.1	ACOLGEN.....	77
7.2	ACP	78
7.3	BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA.....	78
7.4	ECOPETROL	79
7.5	GASES DE OCCIDENTE.....	79
7.6	ISAGEN.....	79
7.7	PROMIGAS.....	80
7.8	SURTIGAS.....	80
7.9	TEBSA	81
7.10	TERPEL	81
8	ARTÍCULO 8. MODALIDADES DE CONTRATOS DE SUMINISTRO PERMITIDOS	
	81	
8.1	ACP.....	81
8.2	ALCANOS	82
8.3	ASOENERGIA.....	82
8.4	BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA.....	83
8.5	CANACOL.....	84
8.6	ECOPETROL	85
8.7	GASES DE LA GUAJIRA	86
8.8	GASES DE OCCIDENTE.....	86
8.9	GASES DEL CARIBE.....	86
8.10	LEWIS ENERGY	87
8.11	OILGAS ENERGY	87
8.12	PRIME ENERGIA.....	88
8.13	PROMIGAS.....	88
8.14	SHELL.....	88
8.15	SURTIGAS.....	89

8.16	TEBSA	89
8.17	TERPEL	90
8.18	VANTI.....	90
9	ARTÍCULO 9. REQUISITOS MÍNIMOS DE LOS CONTRATOS DE SUMINISTRO	
	91	
9.1	ENERGY FOR THE CARIBBEAN.....	91
10	ARTÍCULO 10. EVENTOS DE FUERZA MAYOR, CASO FORTUITO O CAUSA	
	EXTRAÑA.....	91
10.1	MC2 S.A. E.S.P.....	91
10.2	OILGAS ENERGY.....	91
10.3	SSPD	92
11	ARTÍCULO 11. EVENTOS EXIMENTES DE RESPONSABILIDAD	92
11.1	ACOLGEN.....	92
11.2	ACP.....	93
11.3	ANDEG	93
11.4	ANDI.....	94
11.5	ASOENERGIA.....	94
11.6	EPM	96
11.7	GEAM.....	97
11.8	GECELCA.....	98
11.9	GIGAS ENERGY.....	99
11.10	HOCOL	100
11.11	LEWIS ENERGY	101
11.12	MC2 S.A. E.S.P.....	101
11.13	SSPD	105
11.14	TEBSA	105
11.15	TERMOYOPAL	105
11.16	TERPEL	106
11.17	VANTI.....	106
12	ARTÍCULO 12. DURACIÓN PERMISIBLE PARA SUSPENSIONES DEL SERVICIO	
	106	
12.1	GEAM.....	106
13	ARTÍCULO 13. INCUMPLIMIENTO	107
13.1	ACP.....	107
13.2	ASOENERGIA.....	107
13.3	BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA.....	108
13.4	GASES DE LA GUAJIRA	108
13.5	GASES DE OCCIDENTE	109

13.6	GASES DEL CARIBE.....	109
13.7	GECELCA.....	109
13.8	HOCOL	110
13.9	ISAGEN.....	110
13.10	PROMIGAS.....	111
13.11	SURTIGAS.....	111
13.12	TEBSA	111
13.13	TERPEL	112
14	ARTÍCULO 14. COMPENSACIONES	112
14.1	ACP.....	112
14.2	ECOPETROL	112
14.3	SSPD	114
14.4	TERPEL	115
15	ARTÍCULO 15. ACTUALIZACIÓN DE PRECIOS.....	115
15.1	ACP.....	115
15.2	ALCANOS.....	116
15.3	ASOENERGIA.....	116
15.4	ECOPETROL	116
15.5	GASES DE LA GUAJIRA	117
15.6	GASES DEL CARIBE.....	117
15.7	SHELL.....	118
15.8	TEBSA	118
15.9	TERPEL	118
16	ARTÍCULO 17. COMPRADORES DE GAS NATURAL EN EL MERCADO PRIMARIO.....	119
16.1	GASES DE LA GUAJIRA	119
16.2	GASES DEL CARIBE.....	120
17	ARTÍCULO 19. NEGOCIACIÓN DIRECTA EN CUALQUIER MOMENTO DEL AÑO	
	120	
17.1	ACP.....	120
17.2	ANDESCO	124
17.3	ANDI.....	124
17.4	ASOENERGIA.....	125
17.5	BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA.....	126
17.6	CANACOL	128
17.7	ECOPETROL	128
17.8	GASES DE LA GUAJIRA	135
17.9	GASES DE OCCIDENTE.....	136
17.10	GASES DEL CARIBE.....	136

17.11 GASES DEL ORIENTE	137
17.12 GECELCA	137
17.13 GIGAS ENERGY	138
17.14 HOCOL	139
17.15 ISAGEN.....	145
17.16 LEWIS ENERGY	145
17.17 MC2 S.A. E.S.P.....	147
17.18 NATURGAS	148
17.19 PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD.....	149
17.20 PRIME ENERGIA.....	150
17.21 PROMIGAS	151
17.22 SHELL.....	152
17.23 SPEC	152
17.24 SSPD	153
17.25 SURTIGAS.....	155
17.26 TEBSA	155
17.27 TERPEL	156
17.28 VANTI.....	158
 18 ARTÍCULO 20. CONTRATOS OBJETO DE LAS NEGOCIACIONES DIRECTAS EN CUALQUIER MOMENTO DEL AÑO	 159
18.1 ACP.....	159
18.2 CANACOL.....	160
18.3 ECOPETROL	160
18.4 ENERGY FOR THE CARIBBEAN.....	160
18.5 LEWIS ENERGY	161
18.6 PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD.....	161
18.7 SHELL.....	163
18.8 TERPEL	164
 19 ARTÍCULO 21. MECANISMO DE ASEGURAMIENTO DE LA DEMANDA ESENCIAL, MADE	 164
19.1 ACOLGEN.....	164
19.2 ACP.....	166
19.3 ALCANOS	169
19.4 ANDEG	170
19.5 ANDESCO	171
19.6 ANDI.....	172
19.7 ASOENERGIA.....	172
19.8 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA.....	178
19.9 ECOPETROL	184
19.10 ENERGY FOR THE CARIBBEAN.....	187
19.11 EPM	188

19.12	GASES DE LA GUAJIRA	189
19.13	GASES DE OCCIDENTE	198
19.14	GASES DEL CARIBE	209
19.15	GECELCA	215
19.16	GIGAS ENERGY	217
19.17	HOCOL	218
19.18	ISAGEN	223
19.19	MC2 S.A. E.S.P.	224
19.20	NATURGAS	229
19.21	PETROMIL	230
19.22	PRIME ENERGIA	230
19.23	PROMIGAS	232
19.24	SSPD	238
19.25	SURTIGAS	240
19.26	TEBSA	247
19.27	TERPEL	249
19.28	VANTI	250
20	ARTÍCULO 22. CONDICIONES DE NEGOCIACIÓN DE LOS CONTRATOS DE SUMINISTRO DE GAS QUE REQUIEREN RESPALDO FÍSICO	264
20.1	ACP	264
20.2	ALCANOS	266
20.3	ANDEG	266
20.4	ANDI	267
20.5	ASOENERGIA	267
20.6	BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA	268
20.7	CANACOL	269
20.8	ECOPETROL	270
20.9	EPM	273
20.10	GASES DE OCCIDENTE	274
20.11	GECELCA	277
20.12	HOCOL	278
20.13	ISAGEN	279
20.14	LEWIS ENERGY	279
20.15	METROGAS ESP	279
20.16	NATURGAS	280
20.17	PETROMIL	280
20.18	PROMIGAS	281
20.19	SSPD	283
20.20	SURTIGAS	285
20.21	TEBSA	287
20.22	TERPEL	287
20.23	VANTI	288

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

21	ARTÍCULO 23. COMERCIALIZACIÓN CONJUNTA DE LA PRODUCCIÓN DE FUENTES DE SUMINISTRO COSTA AFUERA.....	290
21.1	FRONTERA	290
22	ARTÍCULO 24. CONDICIÓN DE PRECIO	291
22.1	ACP	291
22.2	BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA.....	292
22.3	EPM	292
22.4	GASES DE LA GUAJIRA	294
22.5	GASES DEL CARIBE.....	295
22.6	GECELCA	296
22.7	GIGAS ENERGY	296
22.8	MC2 S.A. E.S.P.....	296
22.9	SSPD	297
22.10	TEBSA	298
22.11	TERPEL	298
23	ARTÍCULO 25. MODALIDADES DE CONTRATOS PERMITIDOS EN EL MERCADO SECUNDARIO	299
23.1	ACP	299
23.2	ALCANOS	299
23.3	BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA.....	300
23.4	EPM	300
23.5	GASES DE LA GUAJIRA	301
23.6	GASES DEL CARIBE.....	302
23.7	GIGAS ENERGY	302
23.8	MC2 S.A. E.S.P.....	302
23.9	SSPD	303
23.10	TEBSA	304
23.11	TERPEL	305
23.12	VANTI.....	305
24	ARTÍCULO 26. DURACIÓN DE LOS CONTRATOS.....	306
24.1	BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA.....	306
24.2	EPM	306
24.3	TEBSA	307
25	ARTÍCULO 27. PUNTOS ESTÁNDAR DE ENTREGA E INDICADORES DE FORMACIÓN DE PRECIOS.....	307
25.1	BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA.....	307
25.2	GASES DE LA GUAJIRA	308
25.3	GASES DEL CARIBE.....	308

25.4	TEBSA	308
26	ARTÍCULO 28. VENDEDORES DE GAS NATURAL DEL MERCADO SECUNDARIO.....	309
26.1	GASES DE LA GUAJIRA	309
26.2	GASES DEL CARIBE.....	309
26.3	TEBSA	310
27	ARTÍCULO 29. COMPRADORES DE GAS NATURAL DEL MERCADO SECUNDARIO.....	310
27.1	ALCANOS	310
27.2	GASES DE LA GUAJIRA	310
27.3	GASES DEL CARIBE.....	311
28	ARTÍCULO 30. NEGOCIACIONES DIRECTAS DE DERECHOS DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL DEL MERCADO SECUNDARIO	311
28.1	ASOENERGIA.....	311
28.2	METROGAS ESP.....	311
29	ARTÍCULO 32. NEGOCIACIONES DIRECTAS A TRAVÉS DEL BEC	312
29.1	OILGAS ENERGY	312
30	ARTÍCULO 33. NEGOCIACIONES DIRECTAS A TRAVÉS DE OTRAS PLATAFORMAS.....	313
30.1	TEBSA	313
31	ARTÍCULO 35. PROCESO ÚSELO O VÉNDALO DE CORTO PLAZO PARA GAS NATURAL.....	313
31.1	ACP.....	313
31.2	BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA.....	313
31.3	GASES DE LA GUAJIRA	314
31.4	GASES DEL CARIBE.....	315
31.5	ISAGEN.....	315
31.6	MC2 S.A. E.S.P.....	315
31.7	SSPD	316
31.8	TEBSA	317
31.9	TERPEL	317
32	ARTÍCULO 36. NEGOCIACIÓN DE CONTRATOS CON INTERRUPCIONES A TRAVÉS DE NEGOCIACIONES DIRECTAS	317
32.1	ACP	317
32.2	ANDESCO	320

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

32.3	ANDI.....	321
32.4	BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA.....	322
32.5	CANACOL.....	323
32.6	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.....	323
32.7	GASES DE OCCIDENTE.....	325
32.8	GECELCA.....	327
32.9	GIGAS ENERGY.....	327
32.10	HOCOL.....	327
32.11	MC2 S.A. E.S.P.....	329
32.12	PROMIGAS.....	330
32.13	SSPD.....	331
32.14	SURTIGAS.....	332
32.15	TEBSA.....	333
32.16	TERPEL.....	335
32.17	VANTI.....	337
33	ARTÍCULO 37. CONSIDERACIONES OPERATIVAS RELACIONADAS CON RENOMINACIONES.....	338
33.1	ACOLGEN.....	338
33.2	ACP.....	338
33.3	ALCANOS.....	339
33.4	ISAGEN.....	339
33.5	TEBSA.....	340
33.6	TERPEL.....	340
34	ARTÍCULO 38. REGISTRO DE CONTRATOS DE CONSUMO PROPIO EN REFINERÍAS.....	341
34.1	ASOENERGIA.....	341
34.2	BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA.....	341
34.3	ECOPETROL.....	342
34.4	OILGAS ENERGY.....	342
34.5	SSPD.....	342
35	ARTÍCULO 42. DEROGATORIAS.....	343
35.1	GECELCA.....	343
35.2	HOCOL.....	343
35.3	ISAGEN.....	344
36	ANEXO 1.....	344
36.1	ACP.....	344
36.2	BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA.....	345
36.3	GIGAS ENERGY.....	355
36.4	ISAGEN.....	356

36.5	MC2 S.A. E.S.P.....	357
36.6	PRIME ENERGIA.....	358
36.7	SSPD	359
36.8	TEBSA	361
36.9	TERPEL	362
36.10	VANTI.....	363
37	ANEXO 3.....	365
37.1	CANACOL.....	365
37.2	TERMOYOPAL	365
38	ANEXO 4.....	366
38.1	BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA.....	366
39	ANEXO 5.....	367
39.1	BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA.....	367
40	DOCUMENTO DE SOPORTE CREG 188 DE 2021	367
40.1	TEBSA	367
ANEXO 2. Resumen de las flexibilidades en los mecanismos y procesos de comercialización y en las modalidades contractuales propuestos.....		4

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1	Resumen de la problemática en documento CREG 049/2021.....	6
Figura 2	Balance Oferta comercial de gas natural versus demanda proyectada de gas natural	9
Figura 3	Cantidades contratadas en firme vs cantidades estimadas de demanda UPME.	10
Figura 4	Declaración de PTDV a final del año 2022	15
Figura 5	Declaraciones de producción de campos sin excepciones a mecanismos de comercialización CREG	15
Figura 6	Declaraciones de producción de campos con excepciones a mecanismos de comercialización CREG	16
Figura 7	Cantidades contratadas por año de inicio de ejecución del contrato registradas bajo la modalidad “Otras”.....	21
Figura 8	Cantidades contratadas por año de inicio de ejecución del contrato registradas bajo la modalidad “Firme”	21
Figura 9	Cantidades contratadas por año de inicio de ejecución del contrato registradas bajo la modalidad “CF95”	22
Figura 10	Potenciales de Producción PP declarados al MME	30
Figura 11	Potencial de Producción declarados al MME por campo de producción X.....	31
Figura 12	Resumen de resultados de las subastas C1 a 2021	32
Figura 13	Resumen de resultados de las subastas C2 a 2021	32
Figura 14	Resultados de las subastas para contratos bimestrales	33
Figura 15	Cantidades registradas en contratos con interrupciones a enero 2022.....	35

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Figura 16 Ejemplo de Caso a): gas obtenido en el exterior con Respaldo Físico.....	38
Figura 17 Ejemplo de Caso a): cantidades máximas a declarar con Respaldo Físico CIDVF	38
Figura 18 Ejemplo de Caso a): cantidades máximas a contratar por trimestre estándar...	39
Figura 19 Ejemplo de Caso b): cantidades máximas a declarar con Respaldo Físico CIDVF	39
Figura 20 Esquema general del mecanismo de aseguramiento de la Demanda Esencial	48
Figura 21 Punto de Referencia Caso 1.....	49
Figura 22 Punto de Referencia Caso 2.....	50
Figura 23 Punto de Referencia Caso 3.....	51
Figura 24 Punto de Referencia Caso 4.....	52
Figura 25 Ejemplo de Declaración al Gestor del Mercado	55
Figura 26 Resultados de contratación en una sola etapa de negociación directa.....	56
Figura 27 Resultados de contratación en dos etapas de negociación directa.....	56
Figura 28 Ejemplo de asignación ante oferta comercial deficitaria – Escenario 1.....	61
Figura 29 Ejemplo de asignación ante oferta comercial deficitaria – Escenario 2.....	62
Figura 30 Comparación de incrementos porcentuales de índices de precios	72
Figura 31 Comparación de variaciones de precios con aplicación de diferentes índices ..	73
Figura 32 Ejemplo de actualización de precios – negociaciones directas.....	74
Figura 33 Ejemplo de actualización de precios – negociaciones directas.....	75
Figura 34 Ejemplo de actualización de precios – negociaciones directas y subasta.....	76
Figura 35 Cantidad de comentarios recibidos por artículo propuesto	4
Figura 36 Participación en contratación del Mercado Primario a diciembre 2022 del sector térmico	13
Figura 37 Cantidades contratadas en el Mercado Primario a diciembre 2022 del sector térmico	14

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

MODIFICACIONES EN RELACIÓN CON LA COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL EN EL MERCADO MAYORISTA Y REGLAS DE ACCESO A LA CONTRATACIÓN CON RESPALDO FÍSICO PARA LA ATENCIÓN DE LA DEMANDA ESENCIAL

1. ANTECEDENTES E INFORMACIÓN GENERAL

La Comisión de Regulación de Energía y Gas estableció a partir de la Resolución CREG 089 de 2013, las reglas de comercialización del suministro del gas natural cuyo uso está destinado a la atención del servicio público de gas combustible en Colombia.

La Comisión ha realizado modificaciones a la Resolución antes citada, con el fin de adaptarse a las nuevas circunstancias del mercado y realizar ajustes para una mayor efectividad en el alcance de los objetivos propuestos principalmente a través de las resoluciones CREG 114 de 2017, 021 de 2019 y 186 de 2020, en donde se establecen los mecanismos y procedimientos de comercialización del suministro de gas natural, las modalidades permitidas de los contratos, así como las condiciones o requisitos mínimos que debe contener cada una de las modalidades contractuales, entre ellas: la duración de los contratos, los eventos de fuerza mayor y eventos eximentes, los incumplimientos, las compensaciones por incumplimiento, las horas máximas de mantenimiento permitidas y las ecuaciones de actualización anual de los precios de contratos multianuales.

Dentro de las modalidades contractuales permitidas de suministro de gas en el Mercado Primario, actualmente se encuentran establecidas las siguientes:

- Contrato de suministro Firme al 95%, CF95.
- Contrato de suministro C1.
- Contrato de suministro C2.
- Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones.
- Contrato de suministro de contingencia.
- Contrato con interrupciones.
- Contrato de suministro con firmeza condicionada.
- Contrato de opción de compra de gas.

Asimismo, se encuentran incluidos los mecanismos y procedimientos de comercialización del suministro de gas natural, entre los que se destacan en su orden, la negociación directa de suministro de largo plazo, la reserva anual de cantidades para la demanda regulada no negociada directamente y las subastas de suministro anual para los contratos C1 y C2. Actualmente estos mecanismos no son aplicables en forma obligatoria a ciertos tipos de fuentes de suministro y ciertas modalidades contractuales especificadas en la Regulación.

Por otra parte, durante los años 2020 y 2021 se presentaron circunstancias extraordinarias relacionadas con la declaración de estado de emergencia sanitaria por cuenta de la pandemia ocasionada por el covid-19, que llevó al Gobierno Nacional a ordenar el aislamiento preventivo y obligatorio a todas las personas habitantes de la República de Colombia. Como parte de los efectos de esta situación se presentó una desaceleración de la actividad económica y, por tanto, una reducción en los niveles de consumo de gas natural de la mayoría de los sectores que hacen uso de este combustible.

Ante dicha situación la Comisión tomó medidas transitorias de corto plazo con el fin de dar mayor flexibilidad a la comercialización del suministro de gas natural y facilitar así los ajustes

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 3

comerciales entre los agentes del mercado mayorista para adaptarse a las circunstancias. Entre las medidas tomadas se encuentran las implementadas en la Resolución CREG 138 de 2020 para la comercialización del suministro de gas con entregas hasta el 30 de noviembre de 2020 y para la comercialización durante el período 2020 – 2021. Asimismo, se implementaron en la Resolución CREG 084 de 2021 para la comercialización del período 2021 – 2022 y en la Resolución CREG 102 007 de 2022 para la comercialización del período 2022 – 2023.

Asimismo, la anterior Resolución CREG 114 de 2017, modificada por la Resolución CREG 021 de 2019, que contenía las reglas del mercado mayorista aplicables a las actividades de suministro y de transporte de gas natural, fue separada mediante las dos resoluciones siguientes:

- i.) La Resolución CREG 185 de 2020, modificada por la Resolución CREG 126 de 2021, mediante la que se regulan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural, relacionados con la comercialización de capacidad de transporte de gas natural y contiene el conjunto de disposiciones aplicables a las negociaciones de capacidad de transporte de gas natural que se realicen en el Mercado Primario y en el Mercado Secundario.

Cabe anotar que en esta Resolución se introdujeron procedimientos para comercializar la capacidad disponible primaria asociada tanto a los transportadores incumbentes, como a los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, que en la Resolución CREG 114 de 2017 no existían. Asimismo, mediante la Resolución CREG 001 de 2021, se reguló el mecanismo de asignación de la capacidad de transporte de gas natural cuando en el mercado primario se presente en un trimestre estándar congestión contractual, conforme a lo previsto en la Resolución CREG 185 de 2020.

- ii.) La Resolución CREG 186 de 2020, que regula los aspectos comerciales del mercado mayorista de suministro de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural y contiene el conjunto de disposiciones aplicables a las negociaciones del suministro de gas natural utilizado efectivamente como combustible que se realicen en el Mercado Primario y en el Mercado Secundario. Es necesario tener en cuenta que esta Resolución CREG 186 de 2020 es compilatoria de la Resolución CREG 114 de 2017, modificada por la Resolución CREG 021 de 2019, excluyendo los aspectos de capacidad de transporte, que como se mencionó anteriormente, quedaron establecidos en la Resolución CREG 185 de 2020, modificada por la Resolución CREG 126 de 2021.

2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Se han identificado los siguientes problemas como resultado de los análisis y mecanismos de participación realizados sobre el funcionamiento actual del mercado mayorista de suministro de gas natural, que se diferencian con base en las causas principales que los originan:

2.1 Problemática identificada en el documento CREG-049 de 2021

Mediante el documento CREG-049 de 2021, publicado con la circular CREG 031 de mayo de 2021 para conocimiento de los agentes, entidades de vigilancia y control y de los usuarios en general, se presentó un análisis detallado y de perspectivas de mejora de la comercialización mayorista de gas natural desde la expedición de la Resolución CREG 089 de 2013 a la fecha de su publicación. Dicho documento no solo desarrolla un análisis del funcionamiento del mercado

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

mayorista, su evolución detallada y conclusiones de la problemática observada en el mercado mayorista, sino que presenta posibles acciones de mejora regulatoria tendientes a promover una mayor eficacia de los mecanismos de comercialización y de las modalidades contractuales que son utilizados en el Mercado Mayorista de gas natural en Colombia, tanto para el gas producido localmente como para el gas importado que se comercializa. Se incluyó también en dicho documento un plan de trabajo, todo con el fin de obtener retroalimentación a través de los comentarios, sugerencias y observaciones de las empresas comercializadoras, de los usuarios, de las autoridades y demás interesados en el citado mercado.

En el Capítulo IV del documento CREG 049-2021 “RESUMEN DE LA PROBLEMÁTICA” se concretan las problemáticas identificadas en 19 puntos, los cuales se clasificaron en temas del: (i) Mercado Primario, (ii) transporte de gas, (iii) Mercado Secundario y (iv) temas transversales, operativos y otros. La siguiente Figura 1, tomada del documento en mención, presenta el resumen de la problemática definida en la comercialización mayorista de gas:

Figura 1 Resumen de la problemática en documento CREG 049/2021

RESUMEN DE LA PROBLEMÁTICA DE LA COMERCIALIZACIÓN MAYORISTA DE GAS				
Mercado Primario Suministro	1. Inflexibilidad en el proceso de contratación, los mecanismos y en los tipos de contratos	2. Venta del gas por parte del productor en punto diferente de la boca de pozo	3. Reglas de comercialización diferenciales entre campos de producción	4. Desconocimiento de las necesidades de la demanda
	5. Cantidades disponibles para los contratos con interrupciones y su asignación	6. Información asimétrica entre productores y otros participantes del mercado	7. Falta de información operativa en tiempo real	8. Falta de opciones que incluyan suministro y transporte
Transporte	9. Desventaja en la comercialización del Gas natural importado frente al gas nacional.	10. Mecanismos insuficientes para el aseguramiento del gas a la demanda regulada.	11. Atrasos en la metodología de transporte que limita el aumento de capacidad de transporte	12. Acaparamiento de capacidad de transporte, duplicidad de infraestructura
	13. Altos costos de transacción del Mercado Secundario	14. Bajos incentivos para que los agentes pongan sus excedentes en este mercado	15. Ilíquidez e insuficiencia del mercado secundario	
Temas transversales, operativos y otros	16. Mantenimientos como Eventos eximentes limitan confiabilidad del servicio	17. Desbalances de gas ajenos al comportamiento de la demanda	18. Asimetrías entre libertades de Otras transacciones del mercado mayorista - OTMM y los mecanismos regulados del mercado mayorista	19. Otros temas (indexación del precio, incentivos fórmula tarifaria, integración vertical, reglas de comportamiento)

En el numeral 2.1 del Capítulo II “ANÁLISIS SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO” del documento CREG 049-2021, se presentan los tipos de agentes que participaron en el proceso de consulta organizado por esta Comisión sobre los temas que, a su juicio, requieren ser mejorados, ajustados, modificados o incluidos en la revisión de la Resolución vigente de funcionamiento del mercado mayorista de suministro y sus complementarias. En ese numeral se plasman las percepciones por tipo de participante en el mercado (productor-comercializador, comercializadores de gas importado, comercializadores que son distribuidores, comercializadores puros, gremios y asociaciones) sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas y con base en el análisis de estos, posteriormente se identifican las principales problemáticas y sus posibles alternativas de solución.

Es pertinente precisar que en el documento CREG-049 de 2021 referenciado, se incluyeron posibles alternativas y propuestas en el Capítulo IV “*ATENCIÓN O FORMULACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA AFRONTAR LAS PROBLEMÁTICAS*”, para abordar algunas de las problemáticas identificadas anteriormente, indicando que hay otras sobre las que aún no se han publicado alternativas de solución, pero que serán objeto de análisis posteriores. Posteriormente, se recibieron comentarios al respecto de las posibles soluciones publicadas en el documento en mención, que han servido de base para las propuestas definitivas específicas que se presentan más adelante en el capítulo 5 del presente documento. Particularmente en dicho documento se propusieron alternativas de solución para las problemáticas identificadas en los numerales 1, 3, 4, 5, 6, 7, 10, 14, 15 y 18 del gráfico anterior.

Vale la pena mencionar que para la problemática identificada por los agentes en relación con la actividad de transporte se han tomado medidas a partir de la expedición de las Resoluciones CREG 185 de 2020 modificada por la Resolución CREG 126 de 2021, la Resolución CREG 001 de 2021 y la Resolución CREG 175 de 2021 con las cuales se expidieron respectivamente las nuevas reglas de comercialización de capacidad de transporte, las cuales tienen como propósito evitar el acaparamiento de la capacidad, y la nueva metodología de remuneración de esta actividad.

Adicional a las anteriores problemáticas, se presentan a continuación otros problemas identificados que se han hecho más evidentes o sobre los que se considera necesario establecer propuestas al respecto.

2.2 Otros problemas identificados

2.2.1 Abastecimiento futuro para la demanda nacional total de gas natural

De acuerdo con los balances de la oferta y la demanda de gas natural realizados en el “*Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2019–2028*” publicado por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME en octubre de 2020, se prevé para el mediano plazo restricciones en la oferta física de gas natural para atender la totalidad de la demanda nacional proyectada para el servicio público de gas combustible con gas natural. Es importante considerar que dicho Estudio Técnico de la UPME se plantea con el objeto de identificar los proyectos de infraestructura necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio público de gas combustible, que sirve de insumo al Ministerio de Minas y Energía para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural.

Para la identificación de la problemática que actualmente se puede presentar desde el punto de vista contractual y considerando las reglas de la comercialización del suministro de gas natural en el mercado mayorista, así como los lineamientos de política energética en ese sentido, se realiza a continuación un ejercicio de análisis de oferta comercial versus demanda de gas natural, a partir de la información que es declarada por los participantes del mercado en cumplimiento de dichas reglas. Es importante precisar que no se trata de un ejercicio de planeación y/o abastecimiento para especificar un rango posible de fechas en que eventualmente se presente en un futuro una insuficiencia de suministro de oferta comercial, ni de un ejercicio de planeación sectorial ni mucho menos pues no le corresponde a la CREG dicha función, sino que se trata de estimar si dicha insuficiencia contractual puede surgir o no en el mediano plazo como problemática a ser tenida en cuenta por la Comisión para los ajustes a realizar en el Mercado Mayorista.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Para el ejercicio se utiliza lo siguiente:

- i.) En cuanto a la oferta de gas natural potencialmente contratable en firme, se utilizó la información de las cantidades declaradas como Potencial de Producción de gas natural – PP al Ministerio de Minas y Energía – MME en el año 2022, considerando todas las resoluciones de ajuste publicadas en dicho año. Según las definiciones del MME, el PP de un campo corresponde a la suma de la PC (producción comprometida en contratos firmes o que garanticen firmeza y autoconsumo en refinerías), la PTDV (potencial total disponible para la venta) y el Gas Natural de Propiedad del Estado, con corte a la fecha de declaración. En las declaraciones de potencial de producción se debe tener en cuenta que también se reportan Cantidades Importadas Disponibles para la Venta – CIDV¹.

Se asumió que la PTDV es igual a la PTDVF, lo cual es conservador porque se encuentran campos en que la PTDV es superior a la PTDVF. No se utilizó la información de PC diferente a autoconsumos en refinerías, ni de PTDVF porque se encontraron inconsistencias importantes entre los datos de PC y los datos de contratos registrados ante el Gestor del Mercado, y entre los datos actualizados de PTDVF y contratos con garantía de firmeza, que no dan confianza para su uso en esta estimación.

- ii.) En cuanto a la demanda de gas natural a contratar es importante destacar que no se cuenta con información directa declarada por parte de los comercializadores de gas, respecto de las expectativas de demanda a atender en el corto, mediano y largo plazo. Es por ello que se tomó la información en archivos Excel publicada en junio de 2021 por la UPME como anexo al documento “Proyección de Demanda de Energéticos 2022 – 2036” (https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Presentacion_Proyeccion_demanda_energeticos_2022.pdf), para estimar las necesidades de contratación de la demanda en el escenario medio de gas natural.

A pesar de que se encuentran publicadas en los anexos de la UPME, no se incluyeron para el presente ejercicio las cantidades de las demandas proyectadas para el sector petrolero. Lo anterior asumiendo que las cantidades del sector petrolero no son adquiridas en el mercado mayorista sino que son descontadas por los productores del potencial de producción para determinar las cantidades disponibles para la venta, ya sea para uso en campos de producción o para uso en refinerías de su propiedad. Como se mencionó anteriormente en el numeral i.), al potencial de producción se le restaron las cantidades PC de refinerías para hacer comparables los datos.

- iii.) Se asume para este ejercicio que las cantidades de la demanda proyectada por la UPME será contratada en su totalidad con garantía de firmeza, lo cual es conservador en el sentido de que, como se muestra más adelante, los agentes no contratan sobre la base de un promedio de consumo mensual, sino sobre la base de un valor pico o cercano al pico diario. Esto implica que cuando se observe la contratación del sector lo normal es que la misma sea superior a la demanda proyectada por la UPME.

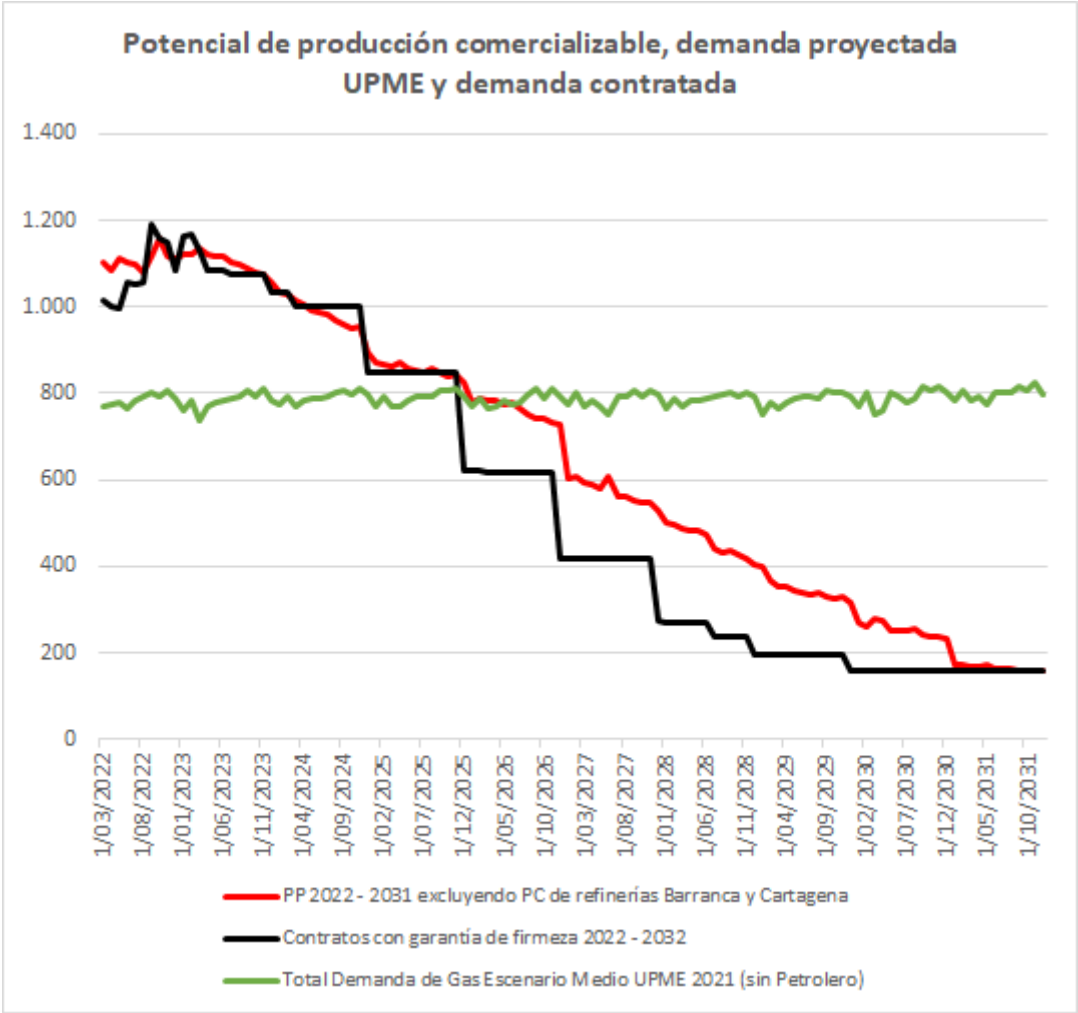
¹ Artículo 2.2.1.4 “Definiciones” del Decreto 1073 de 2015: “Cantidades Importadas Disponibles para la Venta - CIDV: Cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un Agente Importador estima tendrá disponibles para la venta para consumo interno, en un período determinado, a través de contratos de suministro.”

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

- iv.) No se tienen en cuenta capacidades de proyectos de infraestructura de importación de gas natural, sean estas existentes operativas, construidas no operativas o proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, ni se presumen cantidades de gas natural obtenido en el exterior.

Como se mencionó antes, con estos supuestos se busca determinar si se podría presentar una insuficiencia de oferta comercial (no física), para atender la demanda nacional total en el mediano plazo y no pretende determinar un rango específico de fechas en que dicha insuficiencia se podría presentar. Si el sector petrolero adquiere finalmente el gas natural mediante contratos de suministro firme en el mercado mayorista, lo que puede evidenciarse es que no solamente podría presentarse una insuficiencia comercial de oferta de gas en el mediano plazo, sino que ella podría presentarse antes de lo que se identifica en el análisis que se presenta a continuación en la siguiente Figura 2.

Figura 2 Balance Oferta comercial de gas natural versus demanda proyectada de gas natural



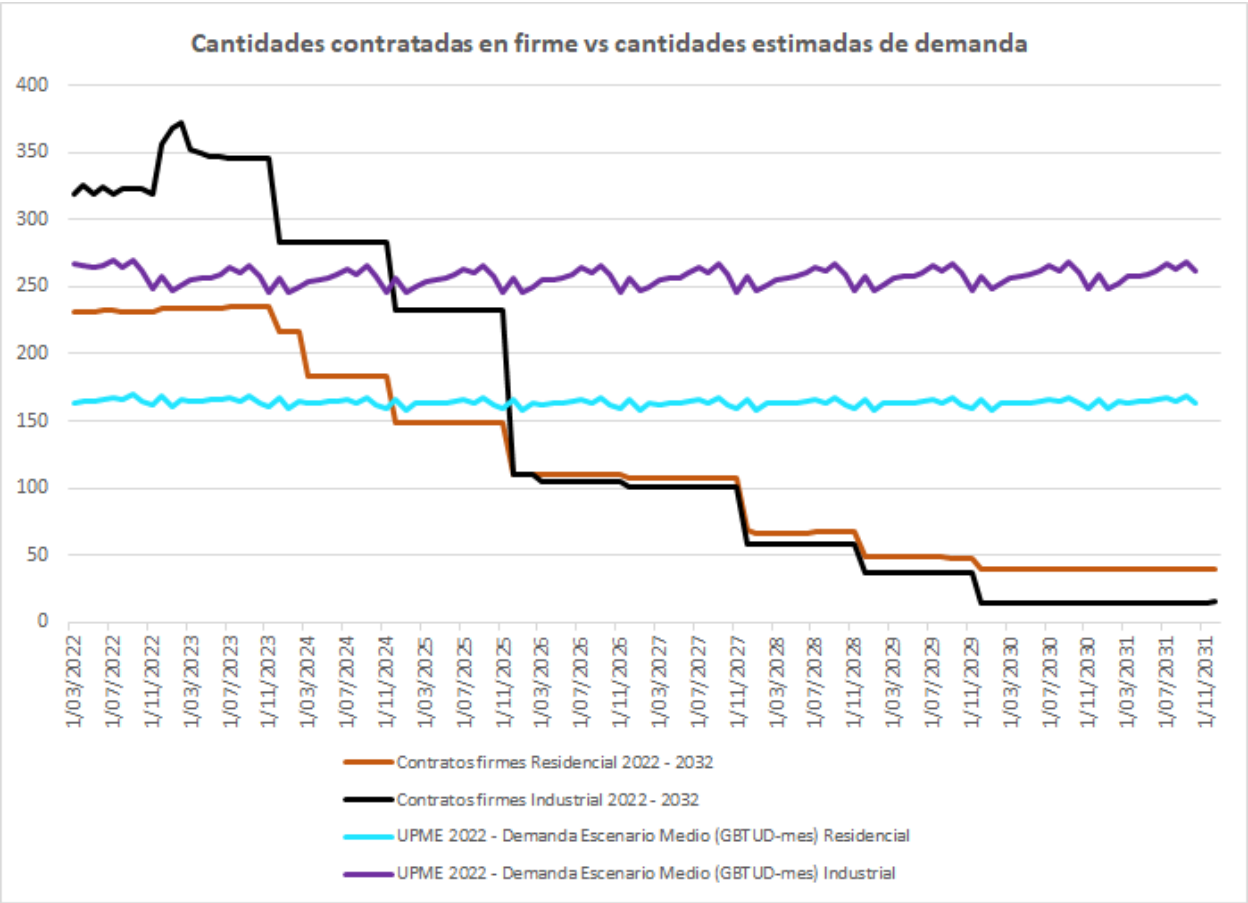
De los resultados obtenidos según se muestra en la Figura 2 anterior, se observa que, hacia abril de 2026 en el escenario conservador planteado, se iniciaría un déficit continuo de oferta comercial de gas natural en firme para poder cubrir la totalidad de la demanda del servicio

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

público. Esto conduce a que se haga necesario para la CREG establecer no solamente condiciones que permitan colocar en el Mercado oferta de suministro de gas en firme de fuentes de suministro que hoy en día tiene limitaciones por sus propias particularidades, sino también un mecanismo de acceso, de mayor aseguramiento al previsto actualmente en la regulación, para la contratación del suministro de la Demanda Esencial, y que la disponibilidad física y comercial de gas natural se asigne prioritariamente a estos usuarios, lo que se tratará más adelante en el capítulo de las propuestas.

Como se advirtió, es necesario tener en cuenta que la estimación o proyección de la demanda de un sector económico por parte de la UPME parte de lo que se espera que ese sector consuma, no de lo que se espera que el mismo sector contrate en firme o con garantía de firmeza. Esta diferencia hace que el cálculo de las cantidades a contratar parta de criterios más particulares que establece cada agente, en el caso de usuarios no regulados, o a partir de criterios establecidos en la regulación de la demanda regulada, que no siguen un patrón de consumo promedio sino de consumo pico, por ejemplo. Se muestra como ejemplo, la siguiente Figura 3 que muestra el efecto de esa diferencia.

Figura 3 Cantidades contratadas en firme vs cantidades estimadas de demanda UPME



Se observa en la Figura 3 anterior que, para el corto plazo, la contratación del sector residencial es mayor a la cantidad de demanda estimada por UPME. Lo mismo ocurre con la contratación del sector industrial. A mayor plazo la tendencia inicial cambia, básicamente porque los agentes compradores se contratan de corto plazo con duraciones de contratos de 3 o más años y se

generan ciclos de contratación. Pero en el largo plazo la tendencia de que las cantidades contratadas superan necesariamente las cantidades de demanda final real, se mantendrá en el tiempo.

En el mercado secundario se espera que se vendan los derechos de suministro de las cantidades no nominadas del contrato, de modo que aquellos que no contrataron el suministro en el mercado primario, lo puedan hacer en el mercado secundario, asumiendo eso sí un mayor riesgo de continuidad en dicho suministro.

Es de tener en cuenta que para la preparación de las figuras se asumió que los contratos que aparecen registrados en el Gestor de Mercado como modalidad “Otros”, reflejan cantidades del tipo firme o que garantiza firmeza, pero la realidad es que dichos contratos pueden incluir cantidades con interrupciones. Precisamente una de las razones de establecer que cuando se registra un contrato debe informarse el tipo de contrato (firme, con interrupciones o mixto) y las cantidades para cada tipo de suministro, surge porque ante esta clasificación queda poco posible identificar si corresponde o no a un tipo de contrato firme, que requiere PTDVF previamente declarada al Gestor del Mercado para realizar su registro.

2.2.2 Información de la demanda a ser contratada de corto, mediano y largo plazo

Se identifica el problema de no contar actualmente con la totalidad de la información, oportuna y verificable, que se haga pública, de parte de los Compradores del Mercado Primario (los comercializadores y usuarios no regulados), en cuanto a sus necesidades contractuales de suministro de gas natural de corto, mediano y largo plazo, siendo dichos agentes los mejores conocedores de la evolución futura que se proyecta de la demanda nacional de gas.

Adicionalmente, no existe en la actualidad la realización periódica de un balance comercial basado en contratos y declaraciones de los agentes vendedores de ofertas de cantidades PTDVF/CIDVF y de los agentes compradores de las cantidades demandadas, que permita evidenciar si la totalidad de las necesidades de contratación de la demanda futura de gas natural en el corto, mediano y largo plazo serán o no cubiertas por la oferta total disponible para la venta de gas natural que actualmente se proyecta a futuro, con la suficiente firmeza para asegurar la continuidad del suministro del servicio a los usuarios finales, especialmente aquellos incluidos como parte de la Demanda Esencial.

A falta de dicho balance comercial se pueden presentar situaciones futuras en las que los agentes que atienden demanda diferente a la Demanda Esencial obtengan la contratación total de las cantidades de gas mediante contratos del tipo firme o con garantía de firmeza, aún a pesar de que haya agentes que atienden Demanda Esencial que no han logrado contratar la totalidad de las cantidades suficientes o requeridas para atender dicho tipo de demanda.

2.2.3 El aseguramiento de la contratación del suministro con Respaldo Físico² para atender a la Demanda Esencial

El Decreto 1073 de 2015 Sector Administrativo de Minas y Energía establece varios lineamientos de política energética que le imponen a la Comisión funciones específicas a tener en cuenta en

² Artículo 2.2.2.1.4 “Definiciones” del Decreto 1073 de 2015: “Respaldo Físico: Garantía de que un productor cuenta con Reservas de Gas Natural, o que un comercializador cuenta físicamente con el gas

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

la determinación de las reglas de funcionamiento del Mercado Mayorista de Gas Natural. Particularmente hay varias disposiciones respecto de ciertos usuarios del servicio público de gas, que se clasifican como Demanda Esencial. Por otra parte, se encuentran en el mismo Decreto, otras disposiciones de diversos aspectos operativos y comerciales que también se relacionan directamente con la Demanda Esencial.

Estas disposiciones son las siguientes:

- Artículo 2.2.2.1.4 “Definiciones” de Respaldo Físico, Reservas de Gas Natural³ y Contratos firmes o que garantizan firmeza⁴
- Artículo 2.2.2.2.1 “Prioridad en el abastecimiento de gas natural”,
- Artículo 2.2.2.2.4 “Orden de atención de la demanda de gas natural entre los agentes tratándose de Racionamiento programado”,
- Artículo 2.2.2.2.6 “Declaración ante el Ministerio de Minas y Energía de los contratos de suministro y/o capacidad de transporte entre Distribuidores- Comercializadores y Productor-Comercializador y/o Transportador de gas natural”,
- Artículo 2.2.2.2.7 “Declaración ante el Ministerio de Minas de los contratos de suministro de gas natural entre Comercializadores y Productores-Comercializadores”,
- Artículo 2.2.2.2.16 “Demanda Esencial”,
- Artículo 2.2.2.2.24 “Excepciones a los mecanismos y procedimientos de Comercialización de la PTDV” y
- Artículo 2.2.2.2.25 “Lineamientos para la expedición de los mecanismos y procedimientos de comercialización”

De una interpretación concordante y sistemática de las disposiciones del Decreto 1073 de 2015, se puede concluir que a la CREG se le requiere que: i.) Establezca **mecanismos para asegurar el acceso** a los contratos de suministro con agentes que cuenten con Respaldo Físico, por parte de los agentes que atienden la Demanda Esencial; y, ii.) Establezca **mecanismos y procedimientos para la comercialización** de gas natural, con Respaldo Físico. Lo anterior en armonía con la prioridad operativa en el abastecimiento de gas que en el Decreto se le otorga a dicha Demanda Esencial, cuando se presentan “(...) *insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, originadas en la infraestructura de suministro o de transporte, que impidan la prestación continua del servicio* (...)”.

Dicha prioridad operativa ante situación de restricciones en la oferta, puede llevar a que compradores que tienen suscritos contratos firmes o que garantizan firmeza en el Mercado Primario, no se les pueda cumplir con el suministro de acuerdo con el contrato suscrito, recibiendo finalmente parte de ese gas contratado, los agentes que atienden Demanda Esencial que posiblemente no tengan un contrato firme o que garantiza firmeza en cantidades suficientes.

natural, o que un transportador cuenta físicamente con la capacidad de transporte para asumir y cumplir compromisos contractuales Firmes o que Garantizan Firmeza desde el momento en que se inicien las entregas hasta el cese de las mismas.”

³ Artículo 2.2.2.1.4 “Definiciones” del Decreto 1073 de 2015: “Reservas de Gas Natural: Son las reservas probadas y probables certificadas por los productores de gas a la ANH.”

⁴ Artículo 2.2.2.1.4 “Definiciones” del Decreto 1073 de 2015: “Contrato Firme o que Garantiza Firmeza: Contrato escrito en el que un Agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o de capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de Respaldo Físico.”

En esas situaciones el Decreto prevé que “(...) los Agentes que atiendan la Demanda Esencial no cuenten con los contratos Firmes o que Garanticen Firmeza asumirán directamente los costos en que incurran los Agentes que por ello resulten afectados. Lo anterior, sin perjuicio de las acciones administrativas y sanciones que puedan derivarse de este incumplimiento”.

Es por ello que a partir de esto el Parágrafo 2 del Artículo 2.2.2.2.16 del Decreto 1073 de 2015 establece que:

*“La CREG, siguiendo los lineamientos establecidos en el artículo 2.2.2.2.26, de este Decreto, **definirá los mecanismos que permitan a los Agentes que atiendan a la Demanda Esencial tener acceso a los contratos** de suministro y/o transporte de gas natural a que se refiere este artículo.”* (subrayado con resaltado por fuera de texto)

Se observa del texto transcrito que allí no se establecen excepciones para la definición de dichos mecanismos de acceso a los contratos, y que los lineamientos (que en realidad aparecen en el Artículo 2.2.2.2.25), corresponden a “(...) *deberá promover la competencia, propiciar la formación de precios eficientes a través de procesos que reflejen el costo de oportunidad del recurso, considerando las diferentes variables que inciden en su formación, así como mitigar los efectos de la concentración del mercado y generar información oportuna y suficiente para los Agentes.*” Del mismo modo anterior, en la priorización del suministro cuando se presentan insalvables restricciones de oferta o infraestructura, en el Decreto 1073 de 2015, no se hace excepción de ningún tipo a alguna fuente de suministro en particular.

En este sentido, se debe tener en cuenta que los mecanismos de acceso a la Demanda Esencial a que hace referencia el Parágrafo 2o, como ya se ha dicho, no deben confundirse y se distinguen de los mecanismos de comercialización que también debe establecer la CREG de acuerdo con el Artículo 2.2.2.2.23 del Decreto 1073 de 2015.

Por otra parte, en el Artículo 2.2.2.2.24 del mencionado Decreto, se establecen excepciones a los mecanismos y procedimientos de comercialización de la PTDV⁵ y de las CIDV⁶ a algunas actividades que se relacionan en dicho artículo, como son: 1. La comercialización de gas en Campos Menores; 2. La comercialización de gas en campos de hidrocarburos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad; y, 3. La comercialización de gas en yacimientos no convencionales.

Es parte de la problemática, por tanto, determinar con base en los lineamientos anteriores, la debida y correcta aplicación de las normas citadas que, atendiendo a una interpretación

⁵ Artículo 2.2.2.1.4 “Definiciones” del Decreto 1073 de 2015: *Producción Total Disponible para la Venta – PTDV: Totalidad de las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor o productor comercializador estima que tendrá disponibles para la venta bajo cualquier modalidad, en un periodo determinado, a través de contratos de suministro en cada campo o en un punto de entrada al SNT. Este pronóstico considera el desarrollo de las Reservas de Gas Natural, la información técnica de los yacimientos del campo de producción a la tasa máxima de recobro y está basado en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas.*”

⁶ Artículo 2.2.2.1.4 “Definiciones” del Decreto 1073 de 2015: *Cantidades Importadas Disponibles para la Venta – CIDV: Cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un Agente Importador estima tendrá disponibles para la venta para consumo interno, en un período determinado, a través de contratos de suministro.*”

sistemática⁷ de las mismas, conlleven en el marco de la presente propuesta regulatoria a una combinación adecuada y eficaz del mecanismo de acceso a la Demanda Esencial y de los mecanismos de comercialización de las fuentes de suministro que la CREG está obligada a establecer para lograr el acceso a la contratación de tipo firme o con garantía de firmeza destinada a la atención de la demanda esencial.

Actualmente, lo establecido en la regulación vigente contiene condiciones que buscan garantizar a la demanda regulada acceso prioritario a contratos con garantía de firmeza con Respaldo Físico. Sin embargo, dicho mecanismo de acceso y su funcionamiento puede presentar serias dificultades cuando las cantidades ofertadas son insuficientes para atender la totalidad de la demanda que desea contratarse en firme o con garantía de firmeza. Esto es así porque el mecanismo actualmente establecido para tal fin permite garantizar el acceso a la demanda regulada aunque de manera residual, por cuanto en el cronograma que se debe establecer anualmente, primero se realizan las negociaciones directas de los contratos de suministro para todos los tipos de demanda, y posteriormente, una vez terminadas las negociaciones directas, se lleva un proceso en el que los agentes que atienden demanda regulada, que incluye los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red, y que son parte de la Demanda Esencial, separan cantidades de gas en el caso de que exista aún gas remanente sin contratar después de las negociaciones directas. Si no existe una oferta de gas remanente dichos agentes no podrán contratar finalmente el gas suficiente para la Demanda Esencial que atienden de usuarios regulados.

Adicionalmente, otra parte de la problemática radica en que hay usuarios regulados y no regulados que hacen parte de la Demanda Esencial, dándose el caso que en estos últimos usuarios la disposición a pagar, que no se debe confundir con la capacidad a pagar por el gas natural, puede ser menor que la de los usuarios regulados, al contar con acceso a energéticos sustitutos que les dan mayor elasticidad en el consumo, dependiendo del precio de los mismos. Es de entender que si todos estos usuarios no regulados acudiesen a sustitutos energéticos simultáneamente es muy posible que las cantidades disponibles de esos energéticos sustitutos tampoco sean suficientes para remplazar el consumo de gas natural, situación que llevaría a un reequilibrio posterior ante el incremento resultante del precio de los sustitutos.

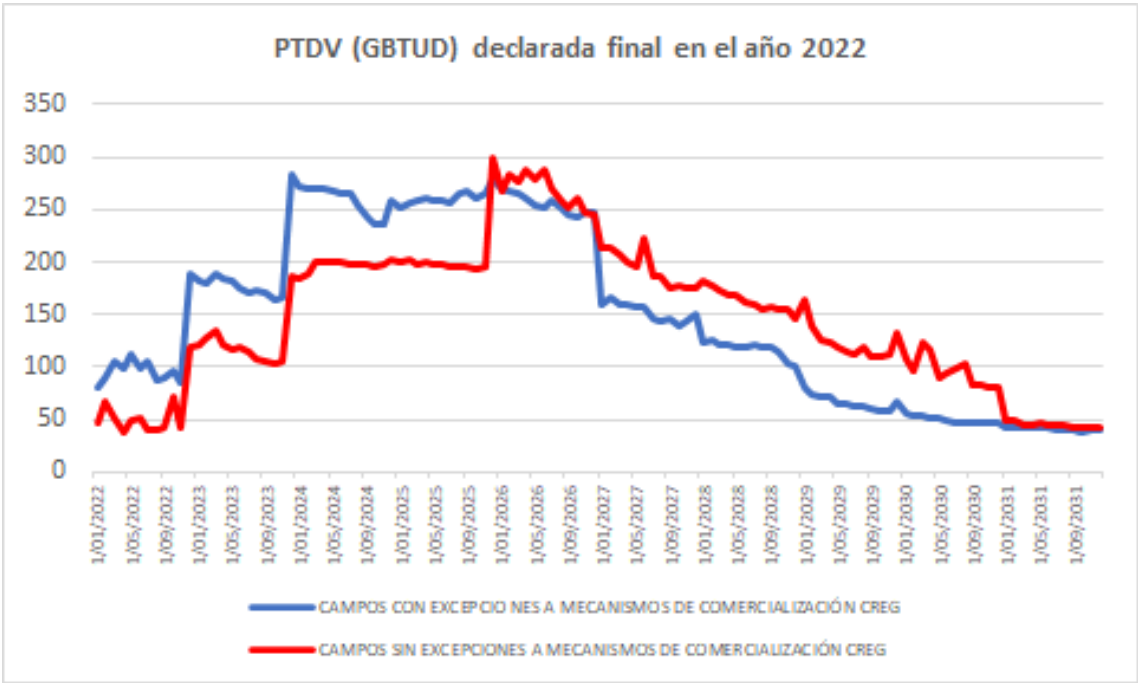
2.2.4 Abastecimiento futuro de fuentes de suministro con excepciones

Es importante considerar qué tipo de fuentes de suministro están aportando la PTDV declarada en el año 2022 para el período 2022- 2031 que es el más reciente. En la Figura 4 se muestran las cantidades de PTDV de campos obligados a utilizar los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG y las cantidades de PTDV de campos no obligados a utilizar los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG, que pueden realizar negociación directa en cualquier momento del año y registrar el contrato también en cualquier momento del año. Se observa que las cantidades de PTDV declaradas por las fuentes de suministro que no están obligadas a los mecanismos de comercialización definidos por la CREG, son superiores incluso a las cantidades de las fuentes de suministro que deben seguir los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG actualmente, hasta el año 2025; posteriormente se invierte la tendencia, pero siguen siendo de magnitudes similares.

⁷ La interpretación sistemática es la lectura de la norma que se quiere interpretar, en conjunto con las demás que conforman el ordenamiento en el cual aquella está inserta. Corte Constitucional, Sentencia C-649 de 2001.

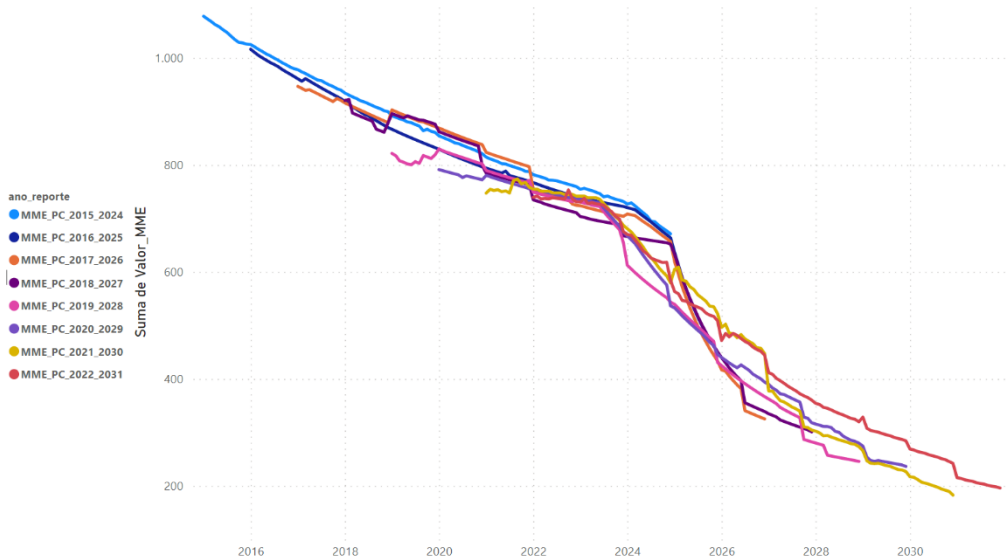
Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Figura 4 Declaración de PTDV a final del año 2022



Sin embargo, si se comparan con la Figura 5 y la Figura 6 los potenciales de producción de ambos tipos de fuentes, declarados en cada año desde 2015 hasta 2022, se observa la tendencia de crecimiento mayor año a año, de las fuentes exceptuadas de la aplicación obligatoria de los mecanismos de comercialización CREG versus las que sí están obligadas a ello.

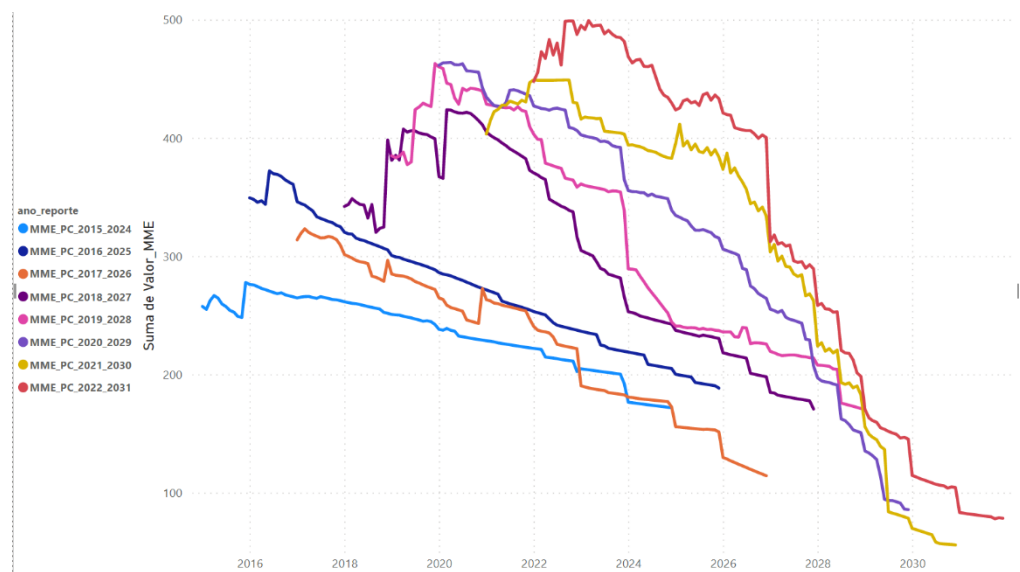
Figura 5 Declaraciones de producción de campos sin excepciones a mecanismos de comercialización CREG



D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Figura 6 Declaraciones de producción de campos con excepciones a mecanismos de comercialización CREG



A partir de lo anterior es evidente que, si el mecanismo que debe establecer la CREG para garantizar el acceso a los contratos de suministro de tipo firme o con garantía de firmeza para atender la Demanda Esencial, no incorpora todas las fuentes de suministro, incluyendo las que actualmente aparecen descritas en el Artículo 19 de la Resolución CREG 186 de 2020, el mecanismo podría ser ineficaz y adicionalmente podría ocasionar obligaciones a los productores-comercializadores de solamente algunas de las fuentes de suministro y no de todas, un efecto que para el aseguramiento del suministro para la Demanda Esencial, no está planteado como directriz de política en el Decreto 1073 de 2015. Esto es, en el citado Decreto no se encuentra establecido que las fuentes no obligadas a utilizar los mecanismos de comercialización regulados por la CREG estén exceptuadas de lo dispuesto en el Parágrafo 2 del Artículo 2.2.2.2.16 del mencionado Decreto y que se les aplique el mecanismo de acceso que la CREG determine para que los participantes del mercado que sean o atiendan Demanda Esencial tengan el acceso a contratos de tipo firme o con garantía de firmeza. Es por esto que un entendimiento contrario a esto, limitaría la aplicación de dicha norma y las finalidades previstas en el Decreto en relación con la promoción del abastecimiento nacional de gas natural.

Por otro lado, si a pesar que se entiende de una interpretación sistemática de las directrices del Decreto, que el mecanismo de acceso que debe definir la CREG para asegurar la atención de la Demanda Esencial mediante contratos de tipo firme o con garantía de firmeza no tiene excepciones en su aplicación a la totalidad de las fuentes de suministro, y la Comisión definiese un mecanismo que aplica solamente a algunas fuentes de suministro como las señaladas en el Artículo 19 de la CREG 186 de 2020, se estaría dejando por fuera del balance fuentes de suministro que cuentan con cantidades de PTDVF, que por lo tanto, no se estarían ofertando,

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

como se observa en la Figura 4 mostrada anteriormente, para el período 2021 a 2027, en perjuicio de la debida y eficiente prestación del servicio público domiciliario. Así, la posibilidad de que haya balances comerciales deficitarios calculados sin considerar las fuentes exceptuadas en mención, es mucho mayor, a pesar de que para la realidad contractual no existiría tal déficit, si se incluyeran todas las fuentes de suministro; y derivado de ello, la posibilidad de que los agentes que atienden la Demanda Esencial tengan acceso solamente a las fuentes de suministro no incluidas en el Artículo 19 en mención, reduce las opciones de pactar el suministro en las cantidades totales requeridas por dicha demanda.

Adicionalmente, como ya se explicó, se aumenta la posibilidad de que las fuentes de suministro a las que se les aplicase obligatoriamente los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG, sean las únicas que asumen la atención de la Demanda Esencial, quedando las fuentes contempladas actualmente en el Artículo 19 de la Resolución CREG 186 de 2020 con la posibilidad de adelantar negociaciones directas, a las que acudirían los usuarios no regulados y el resto de la demanda diferente a la Demanda Esencial, sin la obligación de aplicar algún mecanismo de mercado, que sea eficiente para resolver el precio para dicha demanda ante insuficiencia de cantidades.

De todo lo anterior, la propuesta regulatoria debe formularse de manera tal que permita dar cumplimiento en debida forma a las disposiciones en materia de política que formulan directrices en torno al mecanismo de acceso a contratos con Respaldo Físico (que son contratos firmes o que garantizan firmeza) para la Demanda Esencial y para que también se cumpla la directriz de las excepciones a los mecanismos de comercialización de establezca la CREG a cierto tipo de fuentes de suministro, en el marco del ejercicio de sus facultades regulatorias de la Ley 142 de 1994, las cuales están dirigidas a garantizar la prestación eficiente del servicio, el adecuado funcionamiento del mercado, corrigiendo los errores de un mercado imperfecto, delimitando el ejercicio de la libertad de empresa, promoviendo y preservando la sana y transparente competencia, protegiendo los derechos de los usuarios, evitando el abuso de la posición dominante, entre otras.

2.2.5 Acople entre comercialización del suministro y la comercialización de la capacidad de transporte de gas natural

La regulación de los mercados mayoristas para la comercialización de la capacidad de transporte del Sistema Nacional de Transporte de gas natural y de la comercialización del suministro de gas natural se separó mediante la expedición de las resoluciones CREG 185 de 2020, modificada por la Resolución CREG 126 de 2021, y la Resolución CREG 186 de 2020, respectivamente.

Lo anterior porque esta Comisión concluyó que era necesario, para dar la mayor claridad a los agentes del mercado, dividir en dos resoluciones diferentes las reglas aplicables a cada una de estas dos actividades de la cadena de suministro, tomando como referencia las disposiciones hasta ese momento vigentes de la Resolución CREG 114 de 2017. Fue así como en la Resolución CREG 185 de 2020, modificada por la Resolución CREG 126 de 2021, se incluyeron nuevos mecanismos de comercialización de la capacidad de transporte, que hacen necesario realizar ajustes a la comercialización del suministro con el fin de que los participantes del Mercado, logren un acople más efectivo entre la contratación del suministro y la contratación del transporte del gas natural que ya cuenta con nuevas reglas de comercialización.

Por ello surge la problemática de ajustar no solo los plazos contractuales de suministro con los nuevos plazos contractuales de transporte, sino la de establecer un mecanismo que permita a

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

los agentes compradores del mercado primario y que representan la Demanda Esencial, negociar simultáneamente ambas contrataciones (de suministro y de transporte) en las cantidades que requieran con Respaldo Físico, lo más ajustadas a las necesidades de los mercados de comercialización que atiendan.

2.2.6 Comercialización de campos en pruebas extensas o sobre las cuales no se haya declarado su comercialidad

Las reglas para la contratación de los volúmenes de gas que eventualmente podrían provenir del desarrollo de la explotación de campos que se encuentran en exploración o en evaluación, requieren un desarrollo particular ante las condiciones que la política energética ha trazado al respecto de los contratos firmes o que garantizan firmeza. En este sentido se debe considerar que, de acuerdo con las definiciones establecidas en el Decreto 1073 de 2015:

- Los contratos firmes o que garantizan firmeza, requieren contar con Respaldo Físico.
- El Respaldo Físico en el caso de un productor de gas es la garantía de que cuenta con Reservas de Gas Natural.
- Las Reservas de Gas Natural son las reservas probadas y probables de gas certificadas a la ANH.

Dichas condiciones se entiende que no son accidentales ni establecidas caprichosamente, sino que están basadas en que un contrato firme debe contar con un soporte de suministro realizado y evidenciado (reservas 2P) de manera neutral y transparente al momento de la firma del contrato de suministro, que se complementa con la declaración de producción que realiza el productor al Ministerio de Minas y Energía, todo lo cual permite comprobar que no solamente se cuentan con las reservas de gas, sino que se cuenta con la disponibilidad de la infraestructura necesaria para extraer el gas, procesarlo y llevarlo a un punto de entrega al comprador, de manera confiable y continua.

La declaración de reservas se da cuando se realiza la Declaración de Comercialidad del productor a la ANH. Por tanto, antes de la declaración de comercialidad no hay reservas declaradas por lo general, a menos que la ANH establezca condiciones especiales para que ello pudiese ocurrir, es decir, que haya reconocimiento de reservas aún antes de la declaración de comercialidad de un campo en exploración. La ANH expidió la Resolución 77 de 2019, y estableció unas condiciones especiales para áreas en evaluación, en el Parágrafo 2 del Artículo 2.

Asimismo, en el Decreto 1073 de 2015 se incluyó en el Artículo 2.2.2.2.21 “*Declaración de producción*” el siguiente texto del parágrafo 2:

“PARÁGRAFO 2. La declaración de producción respecto de los campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad versará respecto de la PTDV para el período sobre el cual se cuente con información disponible.”

De lo anterior se entiende que los campos que se encuentran en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado comercialidad, pueden declarar PTDV, aún a pesar de no contar con reservas de gas natural, para el período sobre el cual se cuente con información disponible. Y es entonces a partir de esta declaración de PTDV que se puede comercializar el suministro de

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

gas del campo que se encuentra en las circunstancias establecidas, por lo menos para la atención del servicio público.

Ahora bien, a pesar de que sí se puede comercializar el gas de campos que se encuentran en pruebas extensas o que no han declarado comercialidad, no se podría hacer mediante contratos firmes o que garantizan firmeza, a menos que la ANH les haya reconocido reservas a las fuentes de suministro a acordar en el contrato. Y es en este punto donde al parecer hay una situación en que no hay un activador o punto de partida, pues por un lado, para suscribir contratos que garanticen firmeza se requiere contar con reservas 2P, declaración de PTDV al MME y declaración de PTDFV al Gestor del Mercado, y por otro lado, para contar con reservas 2P y declaración de comercialidad se requiere tener algún nivel de contratos suscritos firmes o que garantizan firmeza, o contratos que de algún modo son firmes pero sujetos a condición de declaración de comercialidad, según han manifestado a la CREG algunos productores-comercializadores. En la presente propuesta se incluye una propuesta buscando solución adecuada a dicha situación, si todo lo demás se mantiene invariable.

2.2.7 Definición de condiciones para considerar el Respaldo Físico de gas natural que se obtiene en el exterior

El Ministerio de Minas y Energía ha definido el Respaldo Físico como un elemento esencial que debe poseer un productor, un comercializador o un transportador para que pueda asumir y cumplir compromisos contractuales Firmes o que Garantizan Firmeza, desde el momento en que se inicien las entregas de gas natural hasta el cese de las mismas. En esta definición no se especifica el origen del gas, si es nacional o si es obtenido en el exterior. En el caso del productor de gas nacional la forma de verificar que posee Reservas de Gas Natural y demás condiciones comerciales, parte de una interacción institucional en el que forman parte diferentes entidades del sector, como son la ANH, como entidad a la que los productores le certifican reservas y con quien tiene suscritos contratos de exploración y explotación, el Ministerio de Minas y Energía como entidad a la que los productores le declaran para cada campo de producción nacional entre otros aspectos los potenciales de producción en promedio mensual diario y los potenciales de venta de gas - PTDV, y el Gestor del Mercado, a quien los productores-comercializadores le declaran el potencial disponible de gas para la venta en firme – PTDFV y a quien posteriormente se le registran los contratos suscritos para el Mercado Primario. El Gestor del Mercado puede entonces verificar que se cumplan condiciones exigidas para al registro de contratos firmes o que garantizan firmeza del mercado primario, y con base en ello, posteriormente puede realizar la verificación del registro de contratos firmes o que garantizan firmeza del mercado secundario, que se derivan de los contratos del Mercado Primario.

En este sentido, las entidades de vigilancia y control del sector pueden, en el ejercicio de sus funciones, tener acceso a esa información comercial e institucional para verificar eventualmente comportamientos irregulares o que podrían permitir encontrar que no cumplen con la regulación de parte de los agentes.

Sin embargo, dicho esquema no es del todo replicable para el gas obtenido en el exterior, no solo porque no existe la interacción institucional mencionada, sino porque el agente que puede importar el gas obtenido en el exterior para atender el servicio público de gas combustible no necesariamente debe ser un productor de gas en el exterior, siendo diferente el ejercicio de importación al de la comercialización del gas, donde estas actividades pueden llevarse a cabo por diferentes agentes. Por ello, existe el agente definido por la CREG como Comercializador de

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Gas Importado, a partir de la definición de Agente Importador que se encuentra en el Artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015⁸, quien puede participar como vendedor en el Mercado Primario y como comprador en el Mercado Secundario y que por dicha situación, no puede ser un Comercializador que es un agente diferente del Comercializador de Gas Importado.

La falta de una definición eficaz que permita evidenciar que el gas que se obtiene en el exterior y que se pretende ofrecer en el Mercado Primario, cuenta con Respaldo Físico para los propósitos de la política energética, y por tanto, para la regulación del Mercado Mayorista, puede llevar a una innecesaria percepción de riesgo de parte de los agentes en general, respecto de la validez de los contratos que se consideran con Respaldo Físico cuando se acuerdan cumplir con gas obtenido en el exterior, y de la viabilidad de la comercialización mediante contratos firmes o que garanticen firmeza en el Mercado Secundario de este gas así obtenido.

2.2.8 Registro del tipo de contrato del Mercado Primario

En la Resolución CREG 089 de 2013 se previó en el Parágrafo del Artículo 23 “*Contratos objeto de las negociaciones directas en cualquier momento del año*” que los campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad, los campos aislados y en los casos en que se los comercializadores de gas importado destinen el gas a la atención de la demanda del sector térmico en los términos señalados en la Resolución CREG 062 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, estaban exceptuados de la aplicación de las modalidades contractuales de suministro establecidas por la CREG en el Capítulo I del Título III y de los requisitos mínimos de los contratos de suministro establecidos por la CREG en el Capítulo II del Título III así como de la obligación de que los contratos tuviesen como fecha de terminación el 30 de noviembre del año que las partes acuerden.

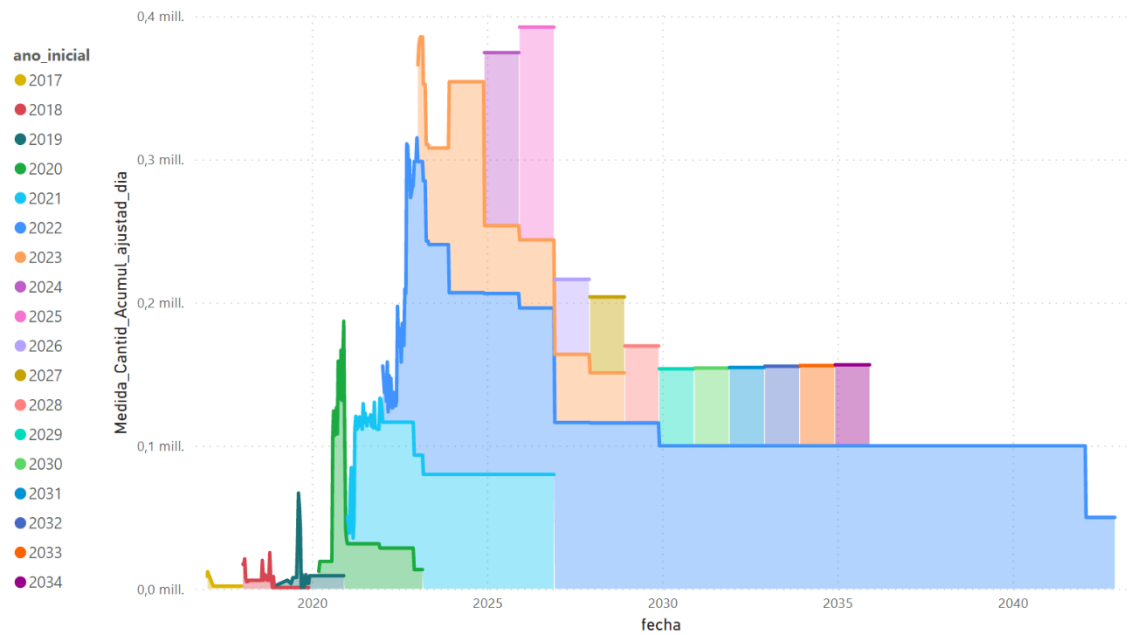
La disposición anterior se mantuvo posteriormente en el Parágrafo del Artículo 23 de la Resolución CREG 114 de 2017 y en el Parágrafo del Artículo 20 de la Resolución CREG 186 de 2020 actualmente vigente.

Los contratos suscritos con base en esta disposición fueron clasificados por el Gestor del Mercado para efectos del numeral iv. del numeral 1 del Anexo 1 “*Información transaccional y operativa*” bajo un concepto de modalidad contractual que denominó “Otros” y que los agentes utilizaron. En la Figura 7 se puede observar las cantidades pactadas bajo dicha clasificación.

⁸ “*Agente Importador de Gas: Persona jurídica que importa gas. Cuando el Agente Importador vende gas importado para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible, es un comercializador.*”

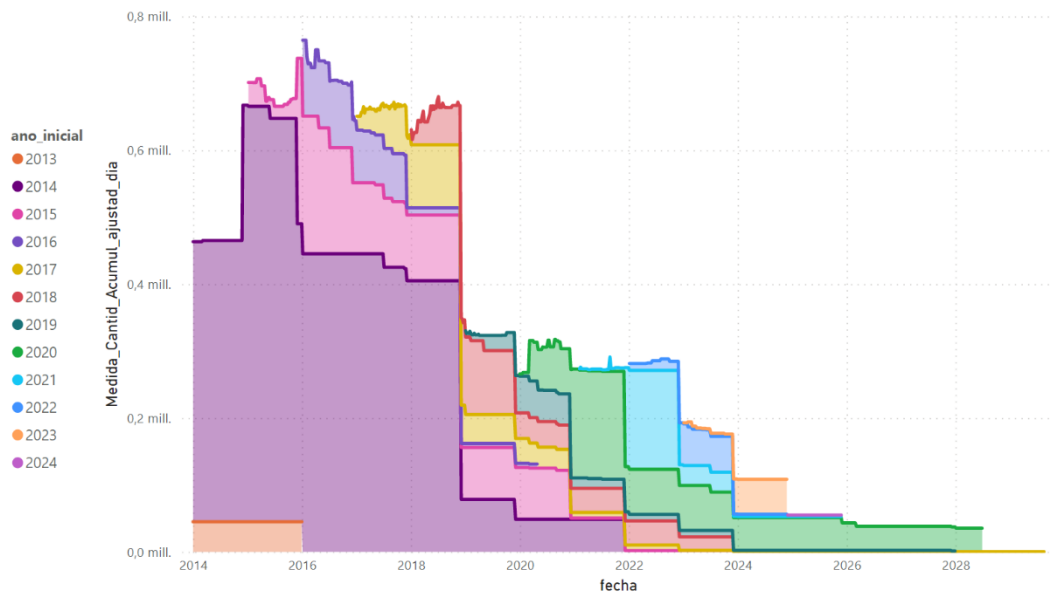
Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Figura 7 Cantidades contratadas por año de inicio de ejecución del contrato registradas bajo la modalidad “Otras”



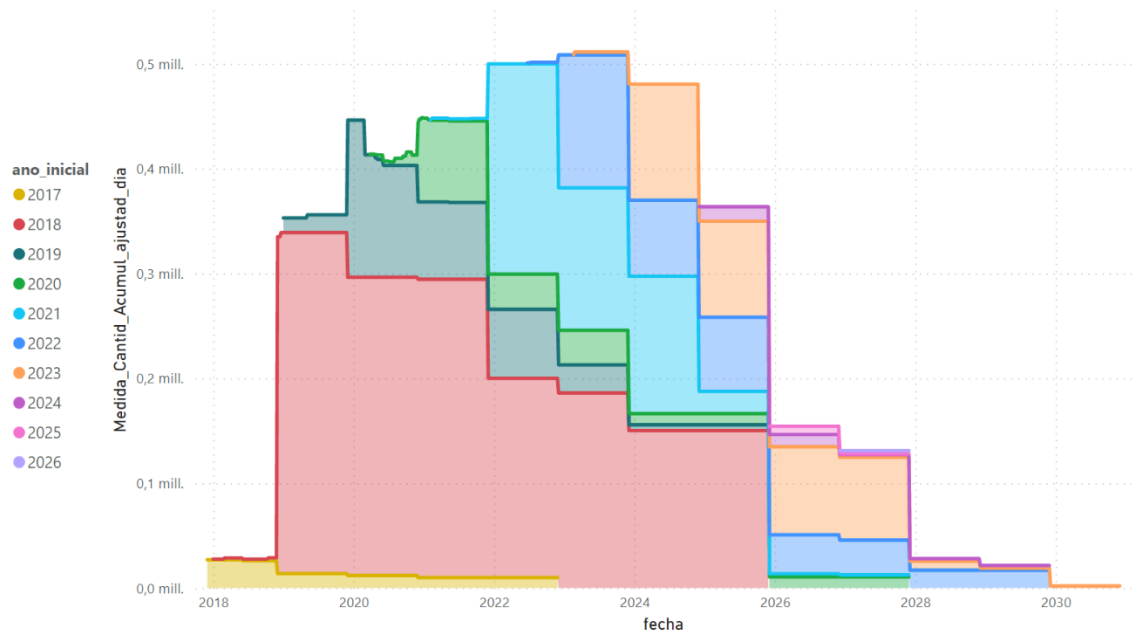
Como se observa, es a partir del año 2020 donde se encuentra el inicio de ejecución de varios de los contratos registrados bajo la modalidad “Otras” establecida por el Gestor del Mercado, en cantidades de escalas comparables a los contratos firmes mostradas en la Figura 8 y a los contratos CF95 que se muestran en la Figura 9

Figura 8 Cantidades contratadas por año de inicio de ejecución del contrato registradas bajo la modalidad “Firme”



Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Figura 9 Cantidades contratadas por año de inicio de ejecución del contrato registradas bajo la modalidad “CF95”



Sin embargo, hay contratos suscritos bajo las condiciones de flexibilidad dadas en los Parágrafos en mención, que en su momento han sido registrados inicialmente por algunos agentes como contratos firmes o CF95, incluso como contratos OCG o CFC, por lo que no es claro los efectos de la aplicación de dicho parágrafo, más aún cuando precisamente la flexibilidad de da por cuanto en las fuentes mencionadas no hay firmeza de suministro. Al final las cantidades contratadas son del tipo firme o del tipo interrumpible en general, e incluso un mismo contrato bajo la flexibilidad que da el Parágrafo, puede ser del tipo mixto, es decir, que contiene el uso de cantidades del tipo firme y de cantidades del tipo interrumpible en un mismo contrato, algo prohibido para los contratos que debe acoger las modalidades establecidas por la CREG.

En ese sentido es necesario contar con reglas claras respecto de la modalidad con la que se deben registrar los contratos acordados bajo el amparo del Parágrafo que establece las flexibilidades mencionadas.

3. OBJETIVO GENERALES y OBJETIVOS ESPECÍFICOS

3.1 Objetivo general

Se proponen ajustes a las reglas vigentes de la comercialización mayorista del suministro de gas natural, con mayores ajustes en el Mercado Primario y menores ajustes en el Mercado Secundario, que permitan cumplir de una manera más efectiva los objetivos trazados por la Comisión para el funcionamiento del mercado mayorista, a partir de la Resolución CREG 089 de 2013, con sus posteriores modificaciones y compilaciones. Estos objetivos parten de los lineamientos establecidos en la política energética mediante el Decreto 1073 de 2015, en cuanto al deber de promover la competencia, propiciar la formación de precios eficientes a través de procesos que reflejen el costo de oportunidad del recurso, considerando las diferentes variables

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

que inciden en su formación, así como mitigar los efectos de la concentración del mercado y generar información oportuna y suficiente para los Agentes.

De manera específica la Comisión busca lograr los siguientes objetivos:

3.2 Objetivos específicos

3.2.1 Flexibilidad en el proceso de contratación y los tipos de contratos

Se busca desmontar aquellos mecanismos de comercialización, modalidades y condiciones contractuales que no han sido efectivas o que no han logrado cumplir el objetivo propuesto con ellas, y que además han resultado en inflexibilidades para que los participantes del Mercado Primario, tanto vendedores como compradores, optimicen sus objetivos de cantidad y precio del gas a contratar. Así mismo, se buscará una mayor flexibilidad en el proceso de contratación que refleje la realidad operativa de las fuentes de suministro, así como también la incorporación de nueva demanda asociada a nuevos proyectos de inversión de usuarios para consumir gas, así como implementar nuevos mecanismos y modalidades de contratos en reemplazo de aquellos que se están desmontando.

En este sentido más adelante en el documento se especifican y sustentan las siguientes propuestas:

- ✓ Eliminación del C1 y C2 por poca efectividad en el mercado. Se incluyen productos de duración trimestral, mensual, con nueva modalidad CF80 y aplicación a todas las modalidades vigentes (CF95, OCG, CFC y demás).
- ✓ Eliminación de las subastas bimestrales por inclusión de productos de duración trimestral y mensual, con negociaciones en el trimestre estándar anterior.
- ✓ Eliminación del esquema del cronograma anual vigente, mediante circular de la CREG, de un solo momento de negociación en el año. Se pasa a negociación cada trimestre estándar, acoplado a la comercialización de la capacidad de transporte.
- ✓ Se podrán suscribir contratos de suministro en el Mercado Primario, como mínimo de duración de un trimestre estándar y hasta de 10 años (Se ajusta a trimestre estándar como en transporte para alinear estas dos contrataciones). Se incluyen los contratos mensuales de manera residual solo para el primer trimestre de ejecución siguiente. Lo anterior, acoplado a la comercialización de la capacidad de transporte.
- ✓ En los contratos de duración mensual y semanal no serán eventos eximentes las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos.
- ✓ Las cantidades a ser comprometidas en contratos de tipo firme o que garantizan firmeza podrán ser variables entre diferentes trimestres estándar, pero fijas dentro del trimestre para ajustar el comportamiento de campos de producción y los requerimientos de la demanda (existente y nueva, cogeneración, autogeneración, Sistemas de transporte masivo). Lo anterior, acoplado a la comercialización de la capacidad de transporte.
- ✓ Flexibilización del plazo de inicio de ejecución los contratos, en cualquier trimestre estándar de los 3 primeros años después del registro del contrato: plazo para desarrollar Inversiones

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

en facilidades de producción y/o comercialización, infraestructura de sistemas de transporte masivos) o conversión de industrias, por ejemplo.

- ✓ Los contratos de suministro no tienen que terminar el 30 de noviembre, sino el último día calendario del trimestre estándar. Lo anterior, acoplado a la comercialización de la capacidad de transporte.
- ✓ Se incluye una nueva modalidad de contrato de suministro, el CF80, para la atención de mercados de comercialización, para ser usado de manera residual. Lo anterior, acoplado a la comercialización de la capacidad de transporte.
- ✓ Los participantes del mercado podrán solicitar la inclusión de nuevas modalidades de contratos de suministro que se requieran y justifiquen a la Comisión y seguirán el procedimiento CREG de aprobación.

3.2.2 Comercialización del suministro proveniente de nuevas fuentes de suministro nacionales o externas (Costa afuera y Yacimientos no Convencionales)

Se busca promover la contratación futura del suministro a partir de fuentes de suministro ubicadas costa afuera, de yacimientos no convencionales y fuentes de suministro ubicadas en el exterior, dando flexibilidades particulares por cuanto el uso de dichas fuentes no se ha presentado hasta ahora (excepto en el caso particular de las fuentes de producción de la Guajira que iniciaron con esquema de precio regulados) y es posible que los mecanismos actuales no sean los más adecuados para su comercialización considerando las particularidades que tienen para alcanzar la etapa de desarrollo pactada en los contratos de producción.

En este sentido más adelante en el documento se especifican y sustentan las siguientes propuestas:

- ✓ Definición de las condiciones requeridas para atender con gas obtenido en el exterior, contratos firmes o que garantizan firmeza. Es decir, determinación del Respaldo Físico del gas obtenido en el exterior.
- ✓ La comercialización de gas se podrá realizar en cualquier momento del año, mediante mecanismos de comercialización de negociación directa y sin someterse a las modalidades de contrato de suministro establecidas en la regulación.
- ✓ Se permitirá la comercialización conjunta de la producción, porque: i). La producción de gas natural de las fuentes de suministro señaladas, en conjunto con las reservas probadas, es necesaria para garantizar la seguridad en el suministro en el futuro; y, ii.) La Comercialización Independiente de la producción de gas natural en estos proyectos, no hace factible la ejecución de las inversiones requeridas para desarrollar las reservas. Lo anterior son condiciones establecidas en el Artículo 3 de la Resolución CREG 093 de 2006 para que la CREG expida la autorización de comercialización conjunta.
- ✓ Todos los contratos de suministro deberán determinar como mínimo: las cantidades expresadas en volumen y energía, precios de venta, puntos de entrega, plazos de ejecución, eventos eximentes de responsabilidad (*requisitos exigidos como mínimos por la CREG para todos los contratos de suministro*).

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

- ✓ El registro ante el Gestor del Mercado con modalidades CREG de contratos firmes o que garanticen firmeza, que hayan sido suscritos mediante acuerdo entre las partes bajo esquemas que cuentan con condiciones especiales para su implementación antes de la declaración de comercialidad, sin requerirse la participación en el mecanismo MADE que más adelante se explica, ni de los vendedores ni de los compradores.

3.2.3 Comercialización del suministro proveniente de fuentes de suministro nacionales o externas con logísticas de suministro especiales (gas natural licuado y gas natural comprimido)

Se busca reconocer la posibilidad cada vez más económica de suministrar el gas natural del servicio público que requieren de logísticas especiales para su transporte, pero que además permiten la comercialización desde las fuentes de suministro, sin necesidad de utilizar el sistema nacional de transporte de gas natural o nuevos gasoductos e incluso no requerir de los sistemas de distribución para alcanzar el domicilio y/o punto de consumo de los usuarios. Lo anterior a partir de contratos en el Mercado Primario directamente, con las ventajas que ello puede implicar a los agentes vendedores y compradores.

En este sentido más adelante en el documento se especifican y sustentan las siguientes propuestas:

- ✓ La comercialización de gas que requiera logísticas especiales como GNL O GNC desde fuentes de suministro nacionales o externas se podrá realizar en cualquier momento del año, mediante mecanismos de comercialización de negociación directa y sin someterse a las modalidades de contrato de suministro establecidas en la regulación.
- ✓ Todos los contratos de suministro deberán determinar como mínimo: las cantidades, precios de venta, puntos de entrega, plazos de ejecución, eventos eximentes de responsabilidad *(requisitos exigidos como mínimos por la CREG para todos los contratos de suministro)*
- ✓ La comercialización del Gas Importado a través de Infraestructuras de Regasificación incluidas en los Planes de Abastecimiento de Gas Natural adoptados por el Gobierno Nacional, será regulada en Resolución posterior.
- ✓ Se incluye la definición de Punto de Importación para separar la actividad de adquisición del gas en el exterior de aquella donde inicia la comercialización del gas importado con destino al Servicio Público Domiciliario.

3.2.4 Comercialización de gas desde campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad

Se busca mantener las condiciones establecidas en la regulación vigente para este tipo de fuentes de suministro, precisando en la regulación ciertos aspectos para la negociación de los contratos de suministro del gas natural proveniente de estas fuentes de suministro en etapa de evaluación. Lo anterior, también en función de la certeza de la producción en este tipo de fuentes de suministro, tal como fue aseverado por uno de los gremios del sector petrolero en comentarios publicados mediante documento CREG D-063 de 2013, que acompañó la publicación de la

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Resolución CREG 089 de 2013: “(...) es el caso de los campos que se encuentren en prueba extensas o que aún no hayan declarado su comercialidad, para los cuales no siempre es posible asegurar un suministro constante e ininterrumpido, toda vez que bajo las pruebas extensas no es posible tener certeza de los volúmenes de gas que pueden ser producidos en dicho campo”.

En este sentido más adelante en el documento se especifican y sustentan las siguientes propuestas:

- ✓ La comercialización de gas se podrá realizar en cualquier momento del año, mediante negociación directa y sin someterse a los mecanismos de comercialización y las modalidades de contrato de suministro establecidas en la regulación.
- ✓ Los plazos de los contratos de suministro estarán limitados al periodo de prueba autorizado por la autoridad competente, a menos que el productor demuestre y así lo haga constar en los contratos de suministro que suscriba, que cuenta con reservas certificadas.
- ✓ No se podrá atender Demanda Esencial con contratos de suministro que incluyan suministro desde campos en pruebas o sin declaración de comercialidad, porque no tienen Respaldo Físico. Lo anterior a menos que el productor demuestre y así lo haga constar en los contratos de suministro que suscriba, que cuenta con reservas certificadas.
- ✓ Se precisará que los eventos eximentes de responsabilidad a cargo del Vendedor del Mercado Primario no aplican cuando se trate de campos en pruebas extensas de producción, ni tampoco aplicarán obligatoriamente las compensaciones establecidas en la regulación, pudiéndose pactar otro tipo de compensaciones.

Adicionalmente se da mayor claridad con respecto a lo que se debe entender de campos que no han declarado comercialidad.

3.2.5 Contratación firme o con garantía de firmeza y el Respaldo Físico

Se busca dar claridad en la aplicación contractual del concepto de Respaldo Físico, definido en el Decreto 1073 de 2015, para los agentes comercializadores y usuarios no regulados que sean o atiendan Demanda Esencial y que también aplica en general cualquier tipo de demanda, que requiera suscribir contratos firmes o que garanticen firmeza.

Lo anterior a aplicarse en las negociaciones del Mercado Mayorista, sea que se trate de gas de fuentes de suministro nacionales o de gas obtenido en el exterior e independientemente de si se trata de fuentes de suministro que pueden negociar directamente con excepciones a la aplicación de mecanismos de comercialización establecidos por la CREG, o si el campo se encuentra en pruebas o aún no ha declarado comercialidad.

3.2.6 Aseguramiento del acceso al suministro para la atención de la Demanda Esencial

Adicionalmente, se propone definir un mecanismo detallado que permita a los Participantes del mercado que atiendan a los usuarios y a los agentes que representan los usuarios que son parte de la Demanda Esencial, regulados y no regulados, tener acceso a los contratos de suministro de gas natural de tipo firme o con garantía de firmeza, ya sea que se presente para un período

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

determinado futuro de suministro una oferta de gas suficiente para atender las necesidades de la totalidad de la demanda de los mercados de comercialización mediante contratos de tipo firme o con garantía de firmeza, o en su defecto, para cuando la oferta de suministro de gas natural sea insuficiente para atender la totalidad de la demanda.

Dichos mecanismos de acceso a la Demanda Esencial, que se deben aplicar a todas las fuentes de suministro sin excepción, deben aplicarse de manera armónica con los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG y con los propios mecanismos de comercialización que establecen los vendedores de las fuentes de suministro que no están obligados a utilizar los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG.

3.2.7 Declaración de potencial de producción comercializable

Se busca contar con la información de manera pública de la totalidad de las cantidades que están disponibles para contratación del suministro por parte de los vendedores del mercado primario de sus fuentes de suministro y sus Puntos de Entrega (productores-comercializadores y de los comercializadores de gas importado), no solo para que los participantes del Mercado Mayorista cuenten con información que les permita establecer una estrategia eficaz de negociación y optimización de recursos, sino también para que el mecanismo de aseguramiento de la Demanda Esencial sea efectivo, neutral y eficiente, entre otros principios.

En este sentido más adelante en el documento se especifican y sustentan las siguientes propuestas:

- ✓ Todos los vendedores del Mercado Primario (Productores-Comercializadores y Comercializadores de gas importado) reportarán y ofrecerán su PTDVF/CIDVF por Fuente de Suministro y sus puntos de entrega, los cuales pueden ser o no un Punto de Importación, con horizonte mínimo de 5 años y máximo de 10 años.
- ✓ Se podrá actualizar la PTDVF y la CIDVF, informando al Gestor del Mercado y a la CREG, las causales técnicas y/u operativas que las justifique. Se especifica el cumplimiento de la regla de comportamiento respecto de la información que se declara (Art. 8 Res. CREG 080 de 2019)
- ✓ Se define EL PUNTO DE ENTREGA como el lugar donde se entrega físicamente el gas por parte de los vendedores y se determinan los precios de venta con destino al Servicio Público Domiciliario y/o Demanda Esencial.
- ✓ Se deben reportar y registrar al Gestor del Mercado todos los Puntos de Entrega de los contratos de suministro.
- ✓ Obligación del registro de los contratos para consumo propio de los productores (Consumo de refinerías propias, entre otros)
- ✓ Los excedentes de gas de los Contratos registrados para consumo propio de los productores podrán ser comercializados mediante contratos de suministro de tipo firme o que garanticen firmeza, de duración semanal cuando se presenten eventos atípicos operacionales justificados (fuerzas mayores o caso fortuito) o de comportamientos atípicos de la demanda (como fue el caso del efecto de la pérdida de consumo de combustibles líquidos por el

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

confinamiento derivado de la pandemia). En estos contratos no se considerarán como evento eximente las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos y se reconocerán compensaciones del mismo modo que en contratos de duraciones mensuales o superiores.

3.2.8 Transparencia del Mercado Secundario

La regulación actual permite la utilización de plataformas tecnológicas para la negociación directa de contratos del mercado secundario, pero no obliga al uso de las mismas. Por lo anterior, hay disponibilidades de cantidades en venta o requerimientos de cantidades de compra que no son puestas en conocimiento de todos los agentes, reduciendo la transparencia de las operaciones comerciales y la posibilidad de lograr mejores y más efectivas negociaciones en este mercado.

Se busca entonces profundizar el nivel de transparencia de la información en dicho mercado, sin que ello reduzca la flexibilidad y oportunidad que brindan a los agentes el poder desarrollar las negociaciones directas, contando con información publicada por todos los agentes.

3.2.9 Contratos con interrupciones

Por una parte, se busca dar mayor flexibilidad en la negociación de esta modalidad contractual, de modo que se equilibren más, sin que se igualen, las condiciones de negociación de este tipo de contratos en el Mercado Primario y en el Mercado Secundario y de los mismos participantes del Mercado Primario. Por otra parte, se busca dar mayor uso al gas que no se puede suministrar bajo compromisos de contratos de tipo firme o que garantizan firmeza, que actualmente se encuentran limitadas en las cantidades máximas a contratar actualmente por parte de los vendedores del Mercado Primario en algunas fuentes de suministro.

En este sentido más adelante en el documento se especifican y sustentan las siguientes propuestas:

- ✓ Negociaciones directas para Contratos con Interrupciones en el Mercado Primario, sólo se negocian contratos de duración máxima de un mes, que pueden registrarse en el mes anterior.
- ✓ Eliminación de las subastas mensuales de contratos con interrupciones.
- ✓ Los Vendedores del Mercado Primario podrán ofrecer las cantidades de pago variable de los contratos en firme (CF95 y CF80) que atienden demanda diferente a la demanda regulada, bajo la modalidad de Contrato con Interrupciones para fomentar la colocación del gas por parte de los productores y sin intermediación del Precio. La autorización de un vendedor del mercado primario de la nominación de un contrato con interrupciones dependerá en todo caso, de la cantidad del volumen de pago variable que el comprador del mercado primario no le nomine al vendedor.
- ✓ Una vez confirmado el programa de transporte (surtido el proceso de Nominación de S y T) dicha cantidad no podrá ser renominada por los compradores del Mercado Primario. Se exceptúan de esta disposición los usuarios no regulados del sector termoeléctrico del Mercado Primario que la requieran para generación eléctrica.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

- ✓ Los vendedores del Mercado Primario podrán suscribir contratos con interrupciones que podrán superar el PP (máx. 50% de PTDV declarada al Ministerio para dicha fuente, y hasta en un 20% el valor de las cantidades contratadas con Respaldo Físico). Para la atención de dichos contratos se deberán tener en cuenta obligaciones que se establecen al respecto.

3.2.10 Otros aspectos

Se busca incluir ajustes que den mayor claridad sobre el alcance del Mercado Mayorista, de modo que no haya confusión en cuanto a las reglas que se aplican en el Mercado Mayorista y reglas del Mercado Minorista (modalidades contractuales, condiciones mínimas, mecanismos de comercialización), contenidos contractuales de condiciones mínimas), y que deben ser tenidas en cuenta por los agentes en la negociación de los contratos de suministro.

En este sentido más adelante en el documento se especifican y sustentan las siguientes propuestas, entre varias de las que se establecen en la propuesta de regulación que se pone en comentarios:

- ✓ Sustraer de la definición del Mercado Mayorista las OTMM porque no corresponden a transacciones del Mercado Primario ni Secundario, sino del Mercado Minorista definido en la Res. CREG 123 de 2013.
- ✓ Inclusión de manejo de contratos para mantenerlos vigentes ante posibles cambios de la regulación del mercado mayorista que puedan afectar el equilibrio entre las partes del contrato, que se realicen con posterioridad a la suscripción de los contratos.
- ✓ La duración máxima de las interrupciones por mantenimiento como evento eximente, será proporcional a la duración del contrato y la duración máxima anual establecida (480 horas/año). Por ejemplo, un contrato de dos trimestres estándar de duración tendrá una duración máxima de mantenimiento como evento eximente de 240 horas, siendo de ambas partes la aplicación de dicho evento (similar a transporte según concepto CREG).
- ✓ Se adiciona como evento eximente las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de la infraestructura de transporte utilizada por el comprador para el transporte de gas del contrato de suministro.

Respecto del resumen de la información contractual que se requiere incluir como parte del registro de los contratos ante el Gestor del Mercado de Gas, con ello se busca que el Gestor pueda obtener información contenida de hecho en los contratos que se registran, sin lugar a que haya dudas de interpretación del contenido contractual o de la información que el contrato aporta. De esta manera se busca encontrar características comunes en los contratos que se registran que están por fuera de las condiciones o requisitos mínimos que la CREG establece como obligatorios. Aunque dicho resumen pueda implicar un costo administrativo adicional, se espera que con el mismo las negociaciones entre diferentes agentes se vayan estandarizando cada vez más, y por tanto, los costos de transacción se vayan reduciendo. Asimismo, dicho resumen de información le permitirá a las entidades de vigilancia y control poder contar con información agregada producida por el Gestor del Mercado de Gas que les facilite identificar posibles incumplimientos a la regulación o a la libre competencia.

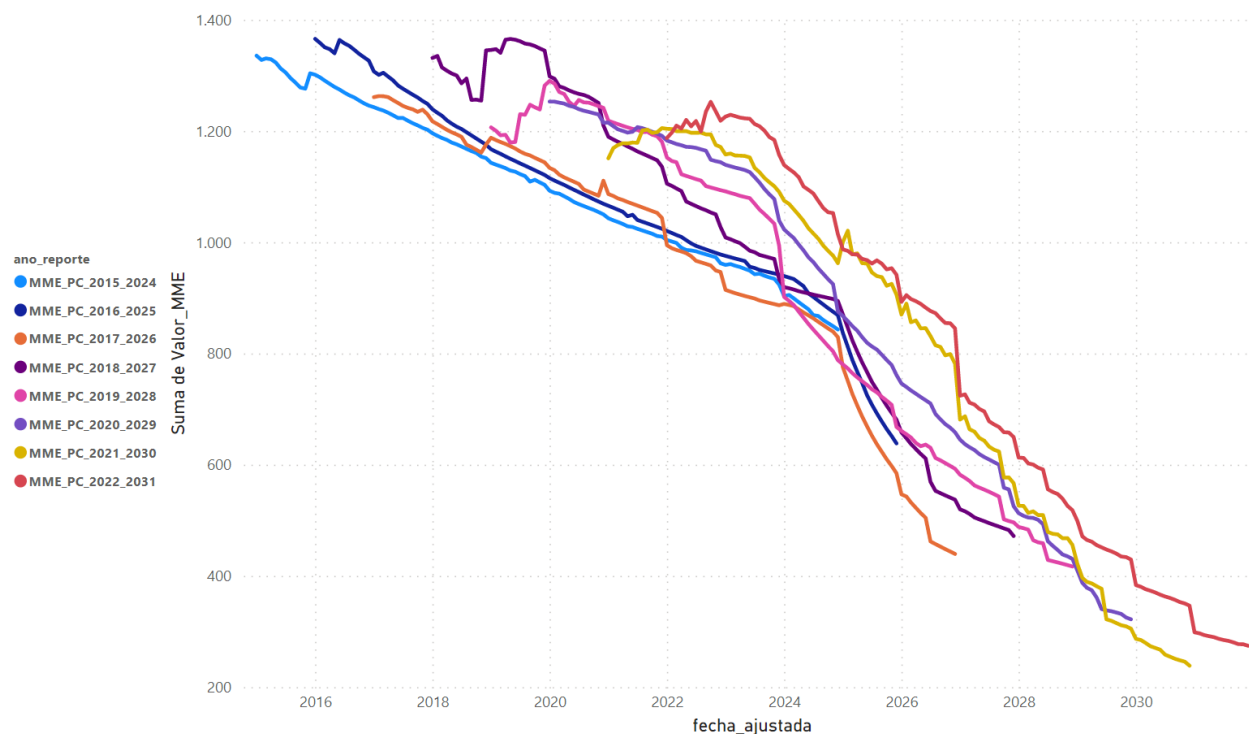
D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Un elemento de mayor relevancia que se debe tener en cuenta en la propuesta que se presenta, es el que tiene que ver con los cambios de las declaraciones de producción que se presentan cada año al MME y que incluyen el potencial de producción de cada campo, entre otros aspectos. Ese potencial de producción varía de un año a otro, sea en el caso de un campo de producción específico o sea en el caso en que se agrega la totalidad de los campos de producción. El hecho de que se aumenten o se deduzcan cantidades de potencial de producción, y derivado de ello, de oferta de cantidades disponibles para la venta PTDV, entre un año y otro de su declaración, afecta la formación del precio, sea para las negociaciones directas o para otros mecanismos de comercialización.

Así, la propuesta prevé la actualización de información de PTDVF en forma trimestral y no anual, para reducir cambios que se reflejan un año después y no de manera más inmediata y cercana al origen del cambio. En la Figura 10 Potenciales de Producción PP declarados al MME siguiente se observan las cantidades de potencial de producción, declaradas con corte al final de cada año, después de realizados ajustes por los productores a la declaración inicial que se presenta en cada año. Se hace evidente que año a año en general se incrementan los potenciales de producción, siendo destacable incrementos de varios campos entre la declaración de potencial de producción hecha al MME en el año 2017 y la declaración hecha en el año 2018:

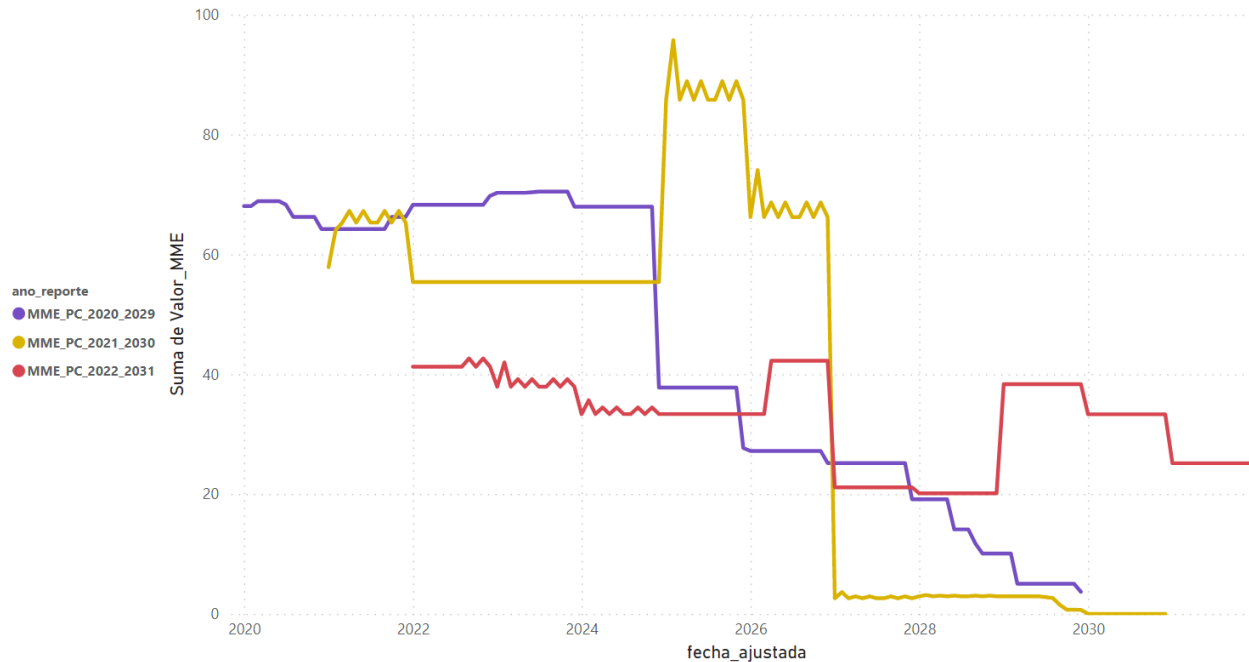
Figura 10 Potenciales de Producción PP declarados al MME



En la Figura 11 se puede ver incluso cambios significativos del perfil de potencial de producción de las declaraciones de los años 2020, 2021 y 2022 para una fuente de suministro en particular, que sirve de ejemplo de cambios significativos de un año a otro que, independientemente de su origen y explicación, afecta evidentemente la formación de precios en cada uno de esos años

para los contratos de suministro de mediano plazo (1 a 3 años), dependiendo del tamaño del campo, con efectos no solo locales sino regionales.

Figura 11 Potencial de Producción declarados al MME por campo de producción X



4. PROPUESTA

La propuesta contiene una serie de ajustes principalmente focalizados en el Mercado Primario, que incluyen, entre otros de mayor impacto, los que a continuación se describen:

4.1 Eliminación de las modalidades de Contratos de Suministro C1 y C2 y de las subastas anuales de dichos contratos

A pesar de que los contratos de suministro C1 fueron establecidos mediante la Resolución CREG 114 de 2017, como la modalidad de duración anual más adecuada para ser utilizada por aquellos usuarios de alta variación en el consumo de gas natural, tales como los usuarios del sector termoeléctrico, la utilización de tal modalidad no se ha visto materializada, posiblemente por diversos factores de riesgo de no contratación de cantidades mediante el contrato C2, que es un contrato complementario para el vendedor en el Mercado Primario.

Ante los efectos en el mercado por el aislamiento obligatorio decretado por el Gobierno Nacional ante la pandemia ocasionada por el covid-19, durante los años 2020 y 2021 se dio una flexibilidad en la utilización de estas dos modalidades contractuales de modo que, no solamente se pudiesen utilizar las subastas de los contratos C1 y C2, sino que tales contratos podían pactarse en la etapa de negociación directa. Con lo anterior se buscaba reducir al vendedor del Mercado Primario el riesgo de cantidades que no se lograran contratar mediante contratos C2, pues en

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

forma directa se podrían negociar simultáneamente ambos contratos. A pesar de dicha flexibilidad, los resultados en la contratación directa fueron nulos en esos años de gas.

En este sentido las subastas anuales de los contratos C1 y C2 que son del tipo “reloj ascendente” establecidas en secuencia, con la de la modalidad C1 primero y posteriormente la modalidad C2, no han sido eficaces, lo cual se considera que no es debido a las reglas en sí utilizadas para el desarrollo de las subastas, sino a otros factores como la no participación de los agentes Compradores o altos precios de reserva de los Vendedores. En las siguientes Figura 12 y Figura 13 se muestran los resultados obtenidos desde su implementación en la Resolución CREG 114 de 2017.

Figura 12 Resumen de resultados de las subastas C1 a 2021

IMPLEMENTACIÓN DE SUBASTAS C1							
Ítem	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
No. Puntos de entrega ofrecidos	No Aplica	No Aplica	5	5	3	3	3
No. Subastas	No Aplica	No Aplica	1	1	1	1	1
No. Adjudicaciones	No Aplica	No Aplica	0	2	0	0	0
No. Operaciones resultantes de adjudicaciones	No Aplica	No Aplica	0	2	0	0	0
No. Contratos registrados	No Aplica	No Aplica	0	2	0	0	0
Desistimientos (Contratos sin Registro/Pendiente)	No Aplica	No Aplica	0	0	0	0	0
Cantidad Ofrecida Agregada [MTBUD]	No Aplica	No Aplica	43.247	21.363	18.300	32.809	29.227
Cantidad Adjudicada Agregada [MBTUD]	No Aplica	No Aplica	0	11.000	0	0	0
Cantidad Registrada [MBTUD]	No Aplica	No Aplica	0	11.000	0	0	0

Datos aportados por el Gestor del Mercado

Figura 13 Resumen de resultados de las subastas C2 a 2021

IMPLEMENTACIÓN DE SUBASTAS C2							
Ítem	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
No. Puntos de entrega ofrecidos	No Aplica	No Aplica	5	5	3	3	3
No. Subastas	No Aplica	No Aplica	1	1	1	1	1
No. Adjudicaciones	No Aplica	No Aplica	0	1	0	0	0
No. Operaciones resultantes de adjudicaciones	No Aplica	No Aplica	0	1	0	0	0
No. Contratos registrados	No Aplica	No Aplica	0	1	0	0	0
Desistimientos (Contratos sin Registro/Pendiente)	No Aplica	No Aplica	0	0	No aplicó	No aplicó	No aplicó
Cantidad Ofrecida Agregada [MTBUD]	No Aplica	No Aplica	No aplicó	64.336	No aplicó	No aplicó	No aplicó
Cantidad Adjudicada Agregada [MBTUD]	No Aplica	No Aplica	0	6.000	0	0	0
Cantidad Registrada [MBTUD]	No Aplica	No Aplica	0	6.000	0	0	0

Datos aportados por el Gestor del Mercado

Con base en lo anterior, se propone la eliminación de los contratos de suministro C1 y C2 y de las subastas anuales de dichos contratos, lo cual no implica que se pierda una herramienta del mercado que eventualmente podría ser útil sin ser propuesta otra que busque lograr el mismo objetivo, sino que por el contrario y como más adelante se explica, se incluyen nuevos productos (contratos con duración mínima trimestral, contratos con duración mensual, modalidad de contrato CF80) a negociarse mediante mecanismos de comercialización más flexibles, que buscan atender a la demanda con consumo de alta variabilidad estacional.

4.2 Eliminación de los contratos firmes bimestrales y de las subastas bimestrales de dichos contratos

Las subastas bimestrales de los contratos firmes bimestrales no son parte de los mecanismos y procedimientos de comercialización establecidos directamente en la Resolución CREG 186 de

2020, sino que fueron establecidos mediante la Resolución CREG 136 de 2014, posteriormente modificada por la Resolución CREG 005 de 2017.

En la negociación de los contratos bimestrales mediante subastas de “sobre cerrado”, actúan como participantes en la venta simultáneamente, tanto los Vendedores del Mercado Primario como los Vendedores del Mercado Secundario; sin embargo, los precios de reserva que se activan en las subastas bimestrales de los Vendedores del Mercado Primario dependen de los precios de reserva de los Vendedores del Mercado Secundario que participan en las subastas y su precio se coloca a partir del precio de reserva más alto que presente un comercializador en la misma subasta.

Sin embargo, mediante la Resolución CREG 021 de 2019 que modificó la Resolución CREG 114 de 2017, se permitió a los Vendedores del Mercado Secundario que utilizaran las negociaciones directas para pactar contratos firmes de cualquier duración siempre y cuando la fecha del servicio de suministro se iniciara durante el año de gas en que se realizó el registro del correspondiente contrato; además, los contratos pueden ser suscritos y registrados en cualquier momento del año.

Como resultado de lo anterior, los Compradores interesados en el suministro de gas con duraciones menores a 1 año, encuentran dos mecanismos para obtener el suministro: por un lado, las subastas de contratos bimestrales con las condiciones antes mencionadas; y, por otra parte, los Compradores interesados encuentran también el mecanismo de negociación directa, aunque solamente con los Vendedores del Mercado Secundario, que tiene mayor flexibilidad y no forma un precio de cierre uniforme a partir de subasta. En este sentido, en las condiciones establecidas, al dejar de ser las subastas el único medio de contratar un suministro bimestral y poderse realizar de manera directa negociaciones, las subastas pierden su eficacia.

A continuación en la Figura 14, se muestra el cuadro de utilización de las subastas bimestrales y las cantidades finalmente contratadas mediante este mecanismo, en las que se evidencia lo que se explicó anteriormente, su poca utilización y eficacia:

Figura 14 Resultados de las subastas para contratos bimestrales

IMPLEMENTACIÓN DE SUBASTAS PARA CONTRATOS BIMESTRALES							
Ítem	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
No. Puntos de entrega ofrecidos	3	3	2	2	4	1	3
No. Subastas (1)	4	8	6	4	4	2	2
No. Adjudicaciones (2)	1	0	0	1	2	0	0
No. Operaciones resultantes de adjudicaciones (3)	2	0	0	1	4	0	0
No. Contratos registrados (4)	2	0	0	1	4	0	0
Desistimientos (Contratos sin Registro/Pendiente) (4)	0	0	0	0	0	0	0
Desistimientos (%)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Cantidad Ofrecida Agregada [MTBUD] (5)	113.520	254.320	71.332	44.640	47.224	10.600	8770
Cantidad Adjudicada Agregada [MBTUD]	3.000	0	0	3.004	6.691	0	0
Cantidad Registrada [MBTUD] (6)	3.000	0	0	3.004	6.691	0	0

Datos aportados por el Gestor del Mercado

Con base en lo anterior, se propone la eliminación de los contratos firmes bimestrales y de las subastas de dichos contratos y como contraprestación a ello, se incluyen nuevos productos (contratos con duración mínima trimestral, contratos con duración mensual, modalidad de contrato CF80) a negociarse mediante mecanismos de comercialización más flexibles que buscan atender las posibilidades de la oferta de cantidades en firme de duración bimestral y las

necesidades de la demanda con consumo de alta variabilidad estacional, en remplazo de los contratos firmes bimestrales.

4.3 Eliminación de las subastas de contratos con interrupciones

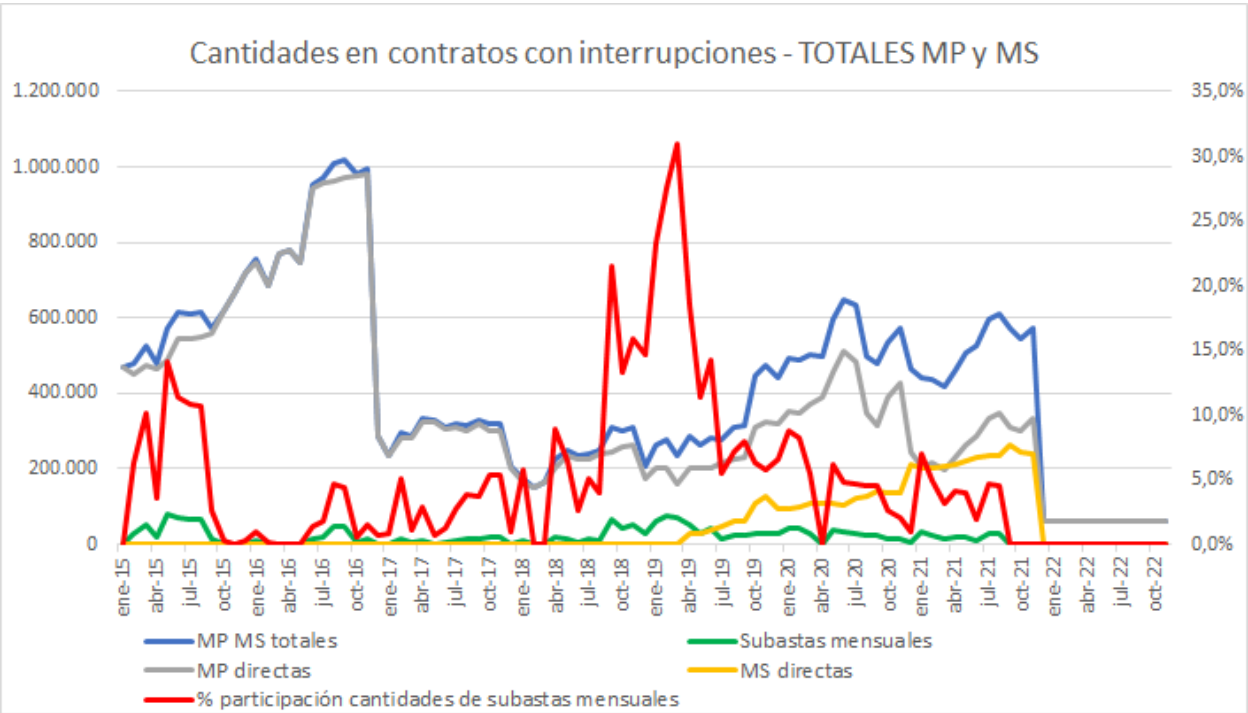
En las subastas de contratos con interrupciones, en forma similar a las subastas de contratos firmes bimestrales, participan como Vendedores, los Vendedores del Mercado Primario y los Vendedores del Mercado Secundario. Sin embargo, los precios de reserva que se usan en las subastas de los Vendedores del Mercado Primario dependen de los precios de reserva de los Vendedores del Mercado Secundario, y su precio se coloca a partir del precio de reserva más alto que presente un comercializador en la misma subasta. Los contratos negociados mediante subastas mensuales tienen una duración mensual.

Inicialmente, mediante la Resolución CREG 089 de 2013 las negociaciones de contratos con interrupciones se efectuaban únicamente mediante subastas mensuales establecidas en la regulación, exceptuando de ellas algunas fuentes de suministro del Mercado Primario que podían negociar dichos contratos directamente (campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad, de campos menores o de yacimientos no convencionales).

Con posterioridad, mediante la Resolución CREG 021 de 2019 se dio también la flexibilidad dada inicialmente a los tipos de fuentes de suministro mencionados a los Vendedores del Mercado Secundario, por lo que dichos Vendedores del Mercado Secundario pueden negociar contratos con interrupciones con los Compradores interesados, tanto en forma directa como mediante subasta mensual. Asimismo, se dio flexibilidad en la duración de los contratos con interrupciones del Mercado Secundario, pasando de una duración mensual únicamente, a contratos de duración mínima de un mes y máxima de 1 año, lo que condujo a reducir aún más la efectividad de las subastas mensuales con interrupciones de contratos de duración mensual, presentándose una situación similar a la mencionada en el caso de las subastas de contratos firmes bimestrales.

En la siguiente Figura 15 se puede observar la baja utilización del mecanismo de subastas mensuales de contratos con interrupciones respecto de los contratos con interrupciones que se firman en la totalidad del mercado mayorista.

Figura 15 Cantidades registradas en contratos con interrupciones a enero 2022



Elaborada con base en información aportada por el Gestor del Mercado

Es así como se encuentra que el momento de mayor uso de los contratos con interrupciones negociados mediante subastas mensuales fue marzo de 2019, alcanzando un porcentaje máximo de participación del 31% (en la Figura 15: línea roja con eje derecho) respecto de las cantidades totales registradas para dicha modalidad contractual. Sin embargo, a partir de ese mismo mes, con la flexibilidad dada a los Vendedores del Mercado Secundario mediante la Resolución CREG 021 de 2019 publicada el 12 de febrero de 2019, se evidencia un incremento en la participación de cantidades contratadas mediante contratos con interrupciones en el Mercado Secundario (en la Figura 15 MS directas) que se ha ido elevando en forma continua para actualmente alcanzar a tener cantidades similares a las registradas mediante contratos con interrupciones de las fuentes de suministro en el Mercado Primario con flexibilidad de contratación directa (en la Figura 15 MP directas). Lo anterior ha resultado en un mecanismo de subastas con pocas cantidades contratadas en comparación a las cantidades totales (inferior al 5%) y con reglas de determinación de los precios de reserva que limitan significativamente la eficiencia de la asignación mediante subasta.

Con base en lo anterior, se propone la eliminación del mecanismo de subastas mensuales de contratos con interrupciones y en su lugar se propone la posibilidad de negociar cantidades de contratos con interrupciones por parte de todas las fuentes de suministro, permitiendo que cada vendedor proponga el mecanismo de asignación que será de público conocimiento entre sus actuales compradores y sus potenciales compradores desde cada fuente de suministro y punto de entrega. En todo caso la SSPD podrá presentar objeciones al procedimiento a ser implementado por los vendedores, cuando no se aplican los criterios establecidos para ello, tales como establecer un mecanismo transparente para ser aplicado en la autorización de las nominaciones de suministro, asegurando la neutralidad y evitando tratos discriminatorios, el cual

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

debe ser de público conocimiento de los compradores del mercado primario y los compradores del mercado secundario.

4.4 Definición de Respaldo Físico.

En la definición de Respaldo Físico establecida por el Ministerio de Minas y Energía en el Decreto 1073 de 2015, se encuentra una condición en cada caso diferente, que se debe cumplir para cada una de las 3 actividades mencionadas en dicha definición, que viabilizan “(...) *con el fin de asumir y cumplir compromisos contractuales Firmes o que Garantizan Firmeza desde el momento en que se inicien las entregas hasta el cese de las mismas*”. Se entiende que cada condición debe estar siendo cumplida al momento de la suscripción del contrato, lo que el Gestor del Mercado deberá poder evidenciar al momento de solicitarse el registro del contrato por las partes. Las 3 actividades y sus condiciones son:

- Productor-comercializador: se exige que el agente cuente con Reservas de Gas Natural. Las Reservas son las reservas 2P (probadas y probables), según la definición mencionada del Decreto 1073 de 2015.
- Comercializador: se exige que el agente cuente físicamente con el gas.
- Transportador: se exige que el agente cuente físicamente con la capacidad de transporte.

Para todos estos casos la definición del MME establece que, como consecuencia de cumplirse la condición, se podrán asumir y cumplir compromisos contractuales Firmes o que Garantizan Firmeza desde el momento en que se inicien las entregas hasta el cese de las mismas. Es entonces claro que el agente debe cumplir la condición, previo a la suscripción del contrato en que actúa como vendedor, que en general trata de que cuente con un activo de su posesión y que ese activo sea realizable.

Es de tener en cuenta que, en los casos del productor-comercializador y del comercializador de gas importado, la regulación vigente de la CREG requiere además para el registro de los contratos, que ambos tipos de agentes hayan presentado las declaraciones previas de PTDFV o CIDVF respectivamente, con las que se pueda evidenciar que se cubren los períodos de ejecución del contrato de suministro que se pretende suscribir y luego registrar ante el Gestor del Mercado. Para el productor-comercializador, su declaración de PTDFV la cotejará adicionalmente el Gestor del Mercado con las cantidades de PTDFV declaradas al MME a la fecha de corte de la declaración de PTDFV, para evidenciar que se cumple con la condición regulatoria de que las cantidades de PTDFV son iguales o inferiores a las cantidades de PTDFV para los períodos declarados.

El caso de un comercializador de gas importado, es asimilable al de un comercializador al cual se le exige en la propuesta que, para su participación como vendedor en un contrato firme o que garantice firmeza del Mercado Secundario, posea un contrato firme o que garantice firmeza adquirido en el Mercado Primario o en el mismo Mercado Secundario, antes de suscribir y luego registrar el contrato firme. La diferencia fundamental entre el comercializador de gas importado y el comercializador radica en que el primero no adquiere el gas natural en el mercado mayorista regulado por la CREG, sino que lo obtiene en el exterior. Es por ello que se proponen las siguientes definiciones, en las que se establecen condiciones que buscan ser lo más análogas y

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

semejantes posibles a las requeridas al comercializador nacional, pero considerando la diferencia mencionada anteriormente:

Respaldo Físico de fuente nacional: Es la garantía de que un productor-comercializador cuenta con Reservas de Gas Natural para asumir y cumplir compromisos contractuales firmes, o que garantizan firmeza, desde el momento en que se inicien las entregas hasta el cese de las mismas. Además, para efectos de esta resolución, se entenderá que un comercializador de gas natural cuenta con Respaldo Físico cuando tenga registrados ante el Gestor del Mercado de gas contratos firmes o que garantizan firmeza, como parte compradora.

Respaldo Físico de gas obtenido en el exterior: Es la garantía de que un comercializador de gas importado ha adquirido el gas natural que se comercializará en el Mercado Primario, en un mercado internacional o centro de comercialización, mediante uno o varios contratos de suministro, ya sea que con ellos se cumpla con alguna de las siguientes dos condiciones: i.) Unos plazos de ejecución y cantidades de suministro del gas natural compradas en el exterior, por lo menos iguales a la mayor duración y mayor cantidad que se declare al Gestor del Mercado; o ii.) Unas cantidades totales de gas natural comprado en el exterior, medidas en unidades de energía, MBTU, que sean iguales o superiores a las cantidades de gas natural, medidas en las mismas unidades de energía, que se declaran al Gestor del Mercado para el período declarado.

Es de tener en cuenta que la definición se refiere a qué se entiende por Respaldo Físico en el marco de la propuesta regulatoria. Sin embargo, las cantidades que se aceptan bajo dicha definición se encuentran establecidas más adelante en la propuesta de resolución, de tal modo que existan reglas conocidas por los agentes para limitar a las cantidades realmente obtenidas en el exterior que se pueden declarar a Gestor del Mercado como CIDVF, y que no ocurra que por el simple hecho de existir un contrato firme de gas obtenido en el exterior, se amparen cantidades ilimitadas para ser negociadas en el Mercado Primario, con las que realmente ni cuenta el comercializador de gas importado al momento de declarar PTDVF.

Las condiciones de limitación de cantidades que serán verificadas por el Gestor del Mercado al momento de que los vendedores realicen la declaración de tales cantidades, son básicamente las siguientes:

- En el caso de fuentes nacionales: La oferta de PTDVF para cada Fuente de Suministro nacional, debe ser igual o inferior a la PTDV y/o CIDV para el respectivo mes, declarada al Ministerio de Minas y Energía en cumplimiento del Artículo 2.2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015⁹. De no cumplirse con este requisito, el Gestor del Mercado deberá asignar como PTDVF, la cantidad de PTDV vigente para la Fuente de Suministro, que se encuentre publicada por el MME al momento de la declaración del vendedor al Gestor del Mercado.

⁹ “ARTÍCULO 2.2.2.2.22. Actualización de la declaración de producción. Todos los productores, los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado obligados a declarar conforme a lo previsto en el presente Decreto, **deberán actualizar su declaración** exponiendo y documentando las razones que la justifican, por variación en la información disponible al momento de la declaración y/o **inmediatamente se surta un procedimiento de comercialización**, conforme a lo previsto en este Decreto.” (subrayado con resaltado fuera de texto)

En todo caso el Gestor del Mercado deberá verificar que la declaración de PTDV vigente publicada por el MME para la fuente de suministro, haya cumplido con lo establecido en el Artículo 2.2.2.2.22. "Actualización de la declaración de producción" del Decreto 1073 de 2015.

Así, si se evidencia que la PTDV publicada por el MME y vigente al momento de la declaración al Gestor del Mercado, no corresponde realmente a un valor actualizado porque el vendedor, por ejemplo, desarrolló procesos de comercialización después de la fecha de declaración de PTDV al MME, o porque el vendedor realizó inversiones y aumentó el potencial de producción de la fuente de suministro, y a pesar de ello no actualizó la declaración al MME, el Gestor deberá utilizar el menor valor de PTDV que se obtiene entre el valor de PTDV vigente publicado por el MME y el valor que correspondería de PTDV si se hubiese actualizado la declaración del vendedor al MME.

- En el caso de gas obtenido en el exterior: la oferta de CIDVF que se declara al Gestor del Mercado debe cumplir con alguna de las siguientes dos condiciones a) o b):
 - a) Haber suscrito contrato(s) con garantía de firmeza de gas natural obtenido en el exterior, cuya duración(es) de ejecución sea(n) igual(es) o superior(es) al período de declaración de la CIDVF, y cuyas cantidades diarias promedio mes sumadas de tales contratos, dadas en MBTUD para un período mensual de declaración, sean iguales o superiores a las cantidades diarias promedio mes declaradas de CIDVF para ese mismo período. A modo de ejemplo se utiliza la *Figura 16*, la *Figura 17* y la *Figura 18*

Figura 16 Ejemplo de Caso a): gas obtenido en el exterior con Respaldo Físico

CONTRATOS DE SUMINISTRO FIRME DE GAS OBTENIDO EN EL EXTERIOR (MBTUD)																		
Número de Contrato Firme del exterior	diciembre	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	enero	febrero	marzo	abril	mayo
XYTOP80	50.000	50.000	50.000	50.000														
JSTOP90	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000												
LMTOP85													40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000
ACTOP80														20.000	20.000	20.000		

Figura 17 Ejemplo de Caso a): cantidades máximas a declarar con Respaldo Físico CIDVF

DECLARACIÓN MÁXIMA POSIBLE DE CIDVF AL GESTOR DEL MERCADO (MBTUD)																		
	diciembre	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	enero	febrero	marzo	abril	mayo

CIDVF	65.000	65.000	65.000	65.000	15.000	15.000	0	0	0	0	0	0	40.000	60.000	60.000	60.000	40.000	40.000

Figura 18 Ejemplo de Caso a): cantidades máximas a contratar por trimestre estándar

CANTIDADES MÁXIMAS PARA CONTRATAR DE SUMINISTRO PARA UN TRIMESTRE (MBTUD)						
	TRIMESTRE ESTÁNDAR DICIEMBRE A FEBRERO	TRIMESTRE ESTÁNDAR MARZO A MAYO	TRIMESTRE ESTÁNDAR JUNIO A AGOSTO	TRIMESTRE ESTÁNDAR SEPTIEMBRE A NOVIEMBRE	TRIMESTRE ESTÁNDAR DICIEMBRE A FEBRERO	TRIMESTRE ESTÁNDAR MARZO A MAYO
CIDVF	65.000	15.000	0	0	40.000	40.000

En el ejemplo, las cantidades no contratadas para el suministro en un trimestre estándar, podrán ser contratadas para cualquier mes de ese mismo trimestre estándar pero solamente en el trimestre estándar de negociación inmediatamente anterior, o para ser ejecutadas durante cualquier mes del trimestre estándar de negociación. Lo anterior de acuerdo con la propuesta de contratos de duración de un mes que aplican a cualquier fuente de suministro.

- b) Haber suscrito contrato(s) con garantía de firmeza de gas natural licuado obtenido en el exterior, cuyas cantidades de energía agregadas, medidas en MBTU, sean iguales o superiores a las cantidades de gas natural, medidas en las mismas unidades de energía, que se declaran como CIDVF al Gestor del Mercado para el período declarado.

Siguiendo el mismo ejemplo anterior para este caso (ver Figura 19) pero esta vez en cantidades de energía, la cantidad de gas de gas natural obtenido en el exterior para el período correspondiente para el ejemplo asumido, sería de un contrato por 8.780.000 MBTU para el año entre diciembre y noviembre, que corresponderían a 408.246 m³ de gas natural licuado – GNL, y de 9.080.000 MBTU para el siguiente período de diciembre a mayo, que corresponderían a 422.195 m³ de GNL. En este caso el período y cantidad de declaración de CIDVF es mucho más flexible, pero en cualquier caso limitada a la capacidad de regasificación diaria contratada para ese suministro.

Figura 19 Ejemplo de Caso b): cantidades máximas a declarar con Respaldo Físico CIDVF

CONTRATOS DE SUMINISTRO FIRME DE GAS OBTENIDO EN EL EXTERIOR (MBTU)		
Número de Contrato Firme del exterior	diciembre año x a noviembre año x+1	diciembre año x+1 a mayo año x+2
UE28-20XX	8.780.000	

S16-20XX		9.080.000
Volumen total en m³ GNL (se asume 1,050 btu/pc y 580 m³ GN/m³ GNL)	408.246	422.195

4.5 Inclusión de la modalidad de Contrato de Suministro CF80

Se plantea como propuesta la inclusión de la modalidad de Contrato de Suministro CF80, en adelante CF80, similar a la modalidad de Contrato de Suministro CF95, en adelante CF95, pero a diferencia de este último, con un pago mínimo mensual del 80% del total de la cantidad máxima contratada mensualmente, a utilizar inicialmente solo en el Mercado Primario. Es decir, al igual que en el caso de la modalidad CF95, hay una compensación volumétrica mensual de cantidades pagadas y no consumidas, aunque esa compensación se debe realizar en el mismo mes que luego se factura. Esta modalidad se considera oportuna, junto con otras medidas que más adelante se proponen, para los usuarios con altas variaciones estacionales e incluso semanales, en el consumo de gas natural.

Ahora bien, una consecuencia derivada del uso de las modalidades de Contratos de Suministro Take or Pay, siendo considerados los Contratos de Suministro con firmeza CFFX una variante de estos, es que puede conllevar al atrapamiento contractual de cantidades con Respaldo Físico por parte de algunos agentes compradores del mercado primario, el cual será mayor a medida que la obligación de pago mínimo es menor respecto de las cantidades de suministro garantizadas. Lo anterior implica que, ante la situación descrita al inicio del presente documento respecto de la estrechez de la oferta comercial de mediano y largo plazo, pueda aumentarse. Es por ello que la modalidad CF80 que se propone incluir será para utilizarla en forma residual de modo que su posibilidad de uso dependerá de encontrarse un superávit del balance comercial de oferta para un período de tiempo futuro dado, como se detallará más adelante en este documento cuando se plantee en el mecanismo para el aseguramiento de la Demanda Esencial.

Se establece que el uso de la modalidad contractual CF80 es permitida para todo tipo de demanda. En todo caso, el uso de dicha modalidad no debe resultar en que alguno de los compradores no pueda contratar la cantidad total informada al Gestor del Mercado que se obliga a contratar. Lo anterior teniendo en cuenta que el balance comercial se efectúa a partir de cantidades de suministro firmes y que el uso del CF80, puede llevar a que eventualmente las cantidades máximas contratadas bajo tal modalidad CF80 sean mayores a las cantidades máximas que se contratarían bajo la modalidad CF95.

Ahora bien, es previsible que el precio del gas natural bajo la modalidad CF80 pueda ser superior al precio que se pacta en un contrato CF95, con base en una misma fuente de suministro, en razón al mayor riesgo de demanda que asume el vendedor. En ese sentido el interesado en obtener suministro bajo la modalidad CF80 deberá tener en cuenta las ventajas de la flexibilidad en cuanto a la variación del consumo que otorga esa modalidad, pero también la contraprestación en un posible mayor precio, de modo tal que las cantidades que se determinen contratar en el Mercado Primario sean lo más optimizadas por el comprador y no se pretenda “atrapar” cantidades que no se proyecten utilizar en sus propios mercados de comercialización. Habrá entonces, agentes que representan demanda cuyo perfil de consumo lleva a buscar un contrato

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

de suministro de modalidad CF80 y otros en que lo más eficiente es contratar bajo la modalidad CF95.

Cabe explicar que el porcentaje de pago mínimo del ochenta por ciento (80%) se ha determinado con base en las recomendaciones del Gestor del Mercado de Gas de nuevos productos propuestos a la CREG para ser incluidos en el mercado mayorista, después de analizar los porcentajes que se obtienen de la comparación de las cantidades contratadas en el Mercado Primario con las cantidades finalmente utilizadas por los mismos agentes para el período transcurrido entre enero de 2018 y 18 de septiembre de 2021. Adicional a lo anterior, se tuvo en cuenta que en la contratación de capacidad de transporte un valor de pago mínimo del 80% es el más utilizado por los agentes del mercado, lo que facilita el acople entre la contratación del suministro de gas natural y la contratación de la capacidad de transporte de gas natural. Lo anterior no implica, como se dijo anteriormente, que lo más adecuado sea suscribir contratos CF80, pues ello depende de la disposición del vendedor en ofrecerlos y del precio que se propone para esa disposición.

4.6 Inclusión de modalidades de contratos propuestas por los agentes del mercado mayorista

Se propone la inclusión en la regulación del Mercado Primario, de nuevas modalidades de contratos propuestas por los agentes del mercado mayorista. Lo anterior teniendo en cuenta que, de acuerdo con el literal a) del Artículo 2.2.2.42 “*Funcionamiento del mercado mayorista.*” del Decreto 1073 de 2015, “*Al expedir el reglamento de operación mediante el cual se regula el funcionamiento del mercado mayorista de gas natural, la Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá: a) Establecer los lineamientos y las condiciones de participación en el mercado mayorista, **las modalidades** y requisitos mínimos de ofertas y **contratos**, los procedimientos y los demás aspectos que requieran los mecanismos de comercialización de gas natural y de su transporte en el mercado mayorista*” (subrayado con resaltado fuera de texto).

En este sentido, es función de la CREG establecer las modalidades de los contratos del mercado mayorista de suministro de gas natural, sin que ello signifique que esas modalidades solamente pueden ser de iniciativa de la CREG. Es por lo anterior que, la posibilidad de aprobar modalidades contractuales propuestas por los agentes se dará en forma general y no para aplicación particular, de modo que cualquier agente que desee utilizar la modalidad contractual de iniciativa de otro agente, lo pueda hacer una vez surtido el procedimiento de aprobación que requiere la regulación general que expide la CREG, de acuerdo con lo establecido en su reglamento interno, que en este caso es la Resolución CREG 039 de 2017.

Ahora bien, se propone que para iniciar el proceso regulatorio de adopción de la modalidad propuesta se cumpla la condición de que la modalidad contractual que se solicita incluir pueda negociarse utilizando los mecanismos de comercialización establecidos en la propuesta de la Resolución y, además, que los tipos de contratos que se propongan deberán incluir los requisitos mínimos que establece la CREG.

4.7 Flexibilización de las condiciones generales de los contratos que requieren contar con Respaldo Físico

Se proponen flexibilizaciones adicionales a las actualmente establecidas en la regulación vigente del Mercado Primario dentro del Mercado Mayorista de Gas Natural, que se podrán tener en cuenta en las negociaciones de los contratos de tipo firme o con garantía de firmeza. Se propone, por tanto, establecer las siguientes reglas en el Mercado Primario:

- a) Todos los contratos de suministro de gas deberán cumplir con la regulación CREG vigente en todo momento, pudiéndose por las partes de los contratos vigentes al momento de una disposición nueva que eventualmente adopte la CREG, ajustar las condiciones contractuales por voluntad de las partes que les permitan continuar con el contrato cumpliendo las disposiciones nuevas.
- b) Con excepción de los contratos de duración semanal y mensual que se proponen, la duración de los nuevos contratos que se suscriban será, como mínimo de un (1) Trimestre Estándar y, como máximo el número de Trimestres Estándar con los que se cuente con información de PTDV en la declaración de producción realizada al MME que se encuentre vigente, contados desde el Primer Trimestre Estándar siguiente al registro del contrato.
- c) En los casos propuesto ante fuerza mayor que afecte el autoconsumo de un productor, la duración de los contratos será de una semana. En otros casos específicos limitados, la duración de los contratos que se registren será de un mes calendario.
- d) El inicio de la ejecución del suministro deberá ocurrir en el primer día calendario de cualquiera de los siguientes Trimestres Estándar de duración del contrato de suministro, excepto en ciertos casos especificados en la propuesta.
- e) Los contratos deberán tener como fecha de terminación de ejecución del suministro el último día calendario de un Trimestre Estándar con la única excepción para el caso de los contratos de duración mensual, en que los contratos de suministro mensual deberán tener como fecha de terminación el último día calendario del mes de ejecución respectivo.
- f) Las cantidades a suministrar en los contratos suscritos y registrados podrán ser diferentes entre los diferentes Trimestre Estándar que se incluyen en el contrato.
- g) En los contratos de suministro de las modalidades CF95/CF80, el volumen de la componente de pago variable del contrato podrá ser nominado por el comprador del mercado primario. En caso de que el comprador no haga la nominación total de dicho volumen, el vendedor del mercado primario podrá atender nominaciones de contratos con interrupciones con los volúmenes del componente variable, no nominados por el comprador del mercado primario.

De este modo, se trata de hacer uso de aquellas cantidades que actualmente no se encuentran en disposición de suministro cuando el comprador no nomina parte o la totalidad del volumen de pago variable de los contratos de la modalidad CF95, pues solamente se establece la disposición del volumen de pago fijo cuando el comprador no nomina su totalidad, mediante el mecanismo de comercialización Úselo o Véndalo de Corto Plazo

- h) Los Vendedores del Mercado Primario podrán ofrecer, en la modalidad de contrato con interrupciones, mediante negociaciones directas y con duración mensual, las cantidades

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

variables de los contratos registrados con la modalidad CF95/CF80 que atienden demanda diferente a la demanda regulada.

- i) Para efectos de determinar la duración permisible para suspensiones del servicio en los contratos se considerará, para cada Trimestre Estándar de duración del contrato, la cuarta parte de la duración máxima establecida para contratos de duración anual, relacionada con la máxima duración permisible de suspensiones, independientemente de la cantidad de Fuentes de Suministro que se incluyen en el contrato. Así mismo, para los contratos de duración mensual, se considerará la duodécima parte de la duración máxima anual establecida, relacionada con la duración permisible de suspensión, independientemente de la cantidad de Fuentes de Suministro que se incluyen en el contrato.
- j) Los Participantes del Mercado Primario deberán acordar los mecanismos de cobertura para el cumplimiento de las obligaciones derivadas de los contratos para atender la Demanda Esencial resultantes del mecanismo de negociación directa. En cualquier caso, el vendedor no podrá negarse a suscribir el contrato si el comprador presenta alguno de los tipos de garantías definidos en la propuesta.
- k) Cuando para el cumplimiento de un contrato de suministro de tipo firme o con garantía de firmeza, se establezca más de una Fuente de Suministro, en el contrato se deberá incluir el detalle de la cantidad de energía en firme que cada una de esas Fuentes de Suministro aportan para el cumplimiento de la cantidad máxima firme, detallado para cada trimestre de ejecución del contrato, que se registra.
- l) No se podrá atender Demanda Esencial con contratos de suministro que requieren garantía de firmeza, que incluyan Fuentes de Suministro en pruebas o sin declaración de comercialidad, a menos que las cantidades contratadas se deriven de cantidades que se hayan considerado previamente como Reservas de Gas Natural sobre ese mismo campo, en las condiciones establecidas para ello por la ANH.
- m) La duración de la ejecución efectiva de los contratos de suministro de contingencia que se registren ante el Gestor del Mercado deberá ser igual a la duración del período en que se presente el impedimento de suministro de la fuente contratada que presentó el evento que le impide la prestación del servicio.
- n) El plazo de ejecución de un contrato cuya ejecución esté vigente no podrá ser adicionado o prorrogado y deberá darse por terminado una vez cumplido el plazo inicial de ejecución, sin excepción ninguna.
- o) Se establece explícitamente que el contrato de suministro del Mercado Primario no se incumple, así el gas que se entrega provenga de una fuente de suministro diferente a la declarada en el contrato sobre el que se nombra la cantidad de gas, siempre y cuando cuando esto no le implique al comprador asumir mayores costos en las demás actividades de la cadena de prestación del servicio.

Por otra parte, la flexibilidad en las condiciones contractuales que se establecen en la propuesta que se presenta para comentarios, busca también que las cantidades contratadas para atender la demanda sean lo más ajustadas posible a las necesidades reales de la demanda de los mercados de comercialización que atiendan los compradores, es decir, con la menor sobrecontratación posible en el Mercado Primario, no solo de parte de la demanda final (por

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

quienes atienden la demanda regulada y no regulada) sino de los comercializadores intermediarios. De lograrlo, el Mercado Secundario servirá como complemento y se dará una mayor liquidez, pues al haber mínima sobrecontratación en el Mercado Primario, la demanda deberá acudir al Mercado Secundario para lograr atender sus necesidades de ajustes con cantidades no cubiertas en el primario, ante necesidades atípicas de consumo y de cubrimiento para balances diarios operativos.

4.8 Inclusión de nuevo evento eximente de responsabilidad

En la propuesta se incluye que las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de la infraestructura de transporte utilizada por el comprador en el transporte de gas del contrato de suministro sean otro evento eximente de responsabilidad. Lo anterior siempre que de ello se dé aviso amplio y oportuno conforme al protocolo al que se hace referencia en el parágrafo 3 de este artículo y el parágrafo 3 del Artículo 11 de la Resolución CREG 185 de 2020, modificada por la Resolución CREG 126 de 2021, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Con base en lo anterior, se busca que los Compradores del Mercado Primario no tengan que pagar el suministro de gas cuando dicho suministro no es posible ser realizado por no contarse con el medio de transporte para ello, dado el caso de mantenimientos programados en el sistema de transporte y así mismo, dar incentivos a los productores y los transportadores para que busquen coordinar las actividades de mantenimiento que cada uno efectúa a su infraestructura de producción o de transporte de gas natural, así como la reducción de los tiempos en que el usuario final no cuenta con el suministro por eventos de mantenimiento programado en cualquiera de las dos infraestructuras.

4.9 Incentivos para nuevas fuentes de suministro o nuevas logísticas de suministro en el Mercado Primario

Se incluyen propuestas con varios aspectos de flexibilidad e incentivos en la comercialización del gas natural proveniente de campos costa afuera (negociación directa, registro del contrato en cualquier momento del año, condiciones del contrato sin necesidad de cumplir las condiciones o requisitos mínimos establecidos por la CREG, modalidad contractual libre y comercialización conjunta), así como para el gas natural proveniente de importaciones, que buscan incentivar su comercialización con destino al servicio público de gas con el fin de promover el abastecimiento del energético, dando adicionalmente aplicación a lo establecido en el lineamiento de política del Artículo 2.2.2.2.41 del Decreto 1073 de 2015¹⁰.

Adicionalmente, en la resolución propuesta se incluyen aspectos de flexibilización en la comercialización no solo del gas natural para entrega al Sistema Nacional de Transporte, sino también para el gas natural licuado y el gas natural comprimido, que requieren logísticas especiales para su comercialización por parte del vendedor del Mercado Primario y que pueden requerir de condiciones contractuales que no tienen la misma connotación que tienen en el caso de suministro del gas natural por gasoducto (el potencial almacenamiento del GNC/GNL es una

¹⁰ ARTÍCULO 2.2.2.2.41. del Decreto 1073 de 2015 *“Incentivos para la importación de gas natural: La CREG podrá implementar mecanismos para incentivar la importación de gas natural con el fin de promover el abastecimiento de este energético”*.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

característica esencial para la determinación de las obligaciones de contratos firmes o que garantizan firmeza). Para ello se ha tenido en cuenta entre otras, incluir la definición de gas natural y de gas natural comprimido con algunos ajustes, establecidas en las Resoluciones CREG 011 de 2003 y 137 de 2013, y se ha añadido la definición de gas natural licuado para efectos de la regulación a aplicarse en el mercado mayorista.

En ese sentido, se está proponiendo exceptuar la comercialización del GNC o del GNL en el mercado primario de la aplicación obligatoria de las modalidades contractuales establecidas en la resolución, dado el caso que los Vendedores del Mercado Primario ofrezcan, bien sea gas natural licuado o gas natural comprimido, particularmente considerando entre otros aspectos, las posibilidades de almacenamiento en Punto de Entrega y /o domicilio o sitio de consumo que pueden tener estos productos y que llevan a que no necesariamente el suministro que se pacte debe ser continuamente diario, aunque eso sí con una cantidad definida mensual para que sea acorde con las declaraciones de producción, de PTDV y de PTDVF que fundamentan la contratación con Respaldo Físico. En estos casos, las partes definirán las condiciones de los contratos que celebren y deberán determinar eso sí, las condiciones o requisitos mínimos que la CREG establece que deben cumplir los contratos de suministro.

Se debe tener en cuenta en la propuesta que la flexibilidad dada a estas nuevas fuentes o modos de suministro anteriormente señaladas no implica que queden excluidas de participar en el mecanismo de aseguramiento de la Demanda Esencial, precisamente por las razones que ya se han expuesto en el capítulo de la problemática a solucionar.

Finalmente se establece que en el caso de contratos que se negocian en forma directa y se registran en cualquier momento del año, así como de aquellos que adicionalmente tiene ciertas flexibilidades en los contenidos de los contratos, de las cuales hacen uso, solamente pueden contener como única fuente de suministro un campo de producción. Lo anterior porque las condiciones excepcionales de flexibilización no se pueden aplicar cuando el contrato de suministro, incluye como fuentes de suministro tanto campos sujetos de tales flexibilidades como campos que no están sujetos de las mismas, puesto que se estarían aprovechando las excepciones para cubrir fuentes de suministro cuya comercialización está sujeta de las condiciones establecidas para ello por parte de la CREG que no cuentan con excepciones.

En el ANEXO 2 al presente documento, se presenta un resumen de las flexibilidades propuestas para la aplicación de los mecanismos y procesos de comercialización y de las modalidades contractuales.

4.10 Declaración de información de PTDVF/CIDVF de todas las fuentes de suministro

En armonía con lo que más adelante se propone para realizar balances comerciales periódicos de oferta y demanda, dado que la oferta de suministro de gas natural incluye todas las fuentes de suministro, sin excepción ninguna, y que para la suscripción de contratos con garantía de firmeza se requiere contar con oferta de PTDVF y/o CIDVF, se propone que estas declaraciones de cantidades deban ser presentadas para la totalidad de las fuentes de suministro con Respaldo Físico, incluyendo los campos de producción en pruebas o que no hayan declarado comercialidad pero que tienen certificación de reservas. Dicha declaración obligatoria es parte del mecanismo de acceso de la Demanda Esencial a contratos con Respaldo Físico que garantizan firmeza.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Adicionalmente se propone una modificación a las definiciones de CIDVF y PTDFV, para que quede claro que en la declaración de PTDFV se deberán especificar las fuentes de suministro, los periodos de uso y sus cantidades por Punto de Entrega sobre los que se declara la PTDFV y/o CIDVF. Lo anterior, con el fin de que el Gestor del Mercado de Gas pueda verificar que los contratos que se registran de suministro con Respaldo Físico para asumir y cumplir compromisos contractuales firmes o que garantizan firmeza, se encuentren acordes con tales declaraciones y no se superen en algún momento durante la etapa de la ejecución contractual del suministro. Se ha evidenciado que actualmente hay contratos registrados ante el Gestor del Mercado que presentan inconsistencias entre las cantidades declaradas al Ministerio de Minas y Energía como PTDFV y PC y las cantidades registradas con garantía de firmeza ante el Gestor del Mercado, en parte porque no es posible determinar la distribución de las cantidades entre las fuentes realmente existentes al momento de registrar el contrato ante el Gestor del Mercado; así, el Gestor del Mercado no cuenta con elementos suficientes para permitir el registro o no del contrato.

Con respecto a la declaración de PTDFV para los casos en que las fuentes de suministro son campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad, se deja claro que dichas fuentes no pueden declarar PTDFV a menos que se hayan certificado reservas probadas y/o probables (Reservas de Gas Natural según definición del MME) sobre ese mismo campo, en las condiciones establecidas para ello por la ANH. Lo anterior está en armonía con lo mencionado en el documento CREG D-063 de 2013, que sirvió de soporte para la publicación de la Resolución CREG 089 de 2013, en el que en respuesta al comentario del literal d. del numeral 2.5.4 se dice (se extrae del archivo PDF publicado):

Para la CREG es comprensible que el gas que proviene de campos en pruebas extensas no puede ser comercializado a través de contratos firmes, de firmeza condicionada o de opción de compra de gas y en este sentido en el párrafo del artículo 20 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 se señala que “[t]ambién se exceptuará el caso señalado en el numeral iii del literal d) del numeral 1 del Artículo 20 de esta Resolución. En estos casos las partes definirán las condiciones de los contratos que celebren”. Esto es, la propuesta ya contempla lo sugerido por la ACP para el caso del gas proveniente de campos en pruebas extensas.

La ACP se refiere a la “incertidumbre que el desarrollo de su potencial de producción de forma estable presenta y/o la variabilidad que sus condiciones operacionales presentan” en referencia al “gas natural proveniente de campos con opción de contratación bilateral en el decreto 2100/11”. La Comisión entiende que, con independencia del tamaño del campo de producción y del tipo de yacimiento, la declaratoria de la comercialidad de un campo precisamente determina el momento a partir del cual se ha alcanzado el desarrollo del potencial de producción del campo, en forma estable. Así, se entiende que una vez se declara la comercialidad de un campo el gas natural que proviene del mismo puede ser comercializado mediante contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contratos de opción de compra de gas.

Por otra parte, se deja explícito que en el caso de los contratos de campos en pruebas o sin declaración de comercialidad, la flexibilidad que se da en cuanto al uso del mecanismo de negociación directa, registro del contrato en cualquier momento del año y definición entre las partes de las condiciones de los contratos, permitirá suscribir y registrar contratos cuya duración de ejecución pueda superar el período de duración de las pruebas extensas, de acuerdo con los términos del contrato de exploración y producción suscrito con la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH. Lo anterior tomando como base lo establecido en el párrafo 2 del Artículo 2.2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015 (dejando claro que la duración de los contratos que

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

se pacten durante las pruebas extensas de un campo de producción en evaluación podrá superar la duración del período de dichas pruebas autorizado por la ANH, de acuerdo con los términos del contrato de exploración y producción, o su equivalente, suscrito con la ANH) y lo propuesto en el numeral 4.18 “*Registro de contratos sin necesidad de haber usado el MADE*” del presente documento.

Además, se deja explícito que, a menos que para dichas fuentes de producción se hayan certificado reservas probadas y/o probables ante la ANH, los contratos surgidos en estos casos no pueden tener como objeto adquirir compromisos que garanticen un servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas, para lo cual se requiere contar con Respaldo Físico de acuerdo con los lineamientos y definiciones de la política energética establecidas en el Decreto 1073 de 2015.

Por otro lado, no se podrá tener contratado el suministro, bajo alguna de las modalidades que requiere Respaldo Físico para asumir y cumplir compromisos contractuales firmes o que garanticen firmeza, cantidades de gas que, en total para un determinado mes de ejecución y una determinada fuente de suministro, superen el Potencial de Producción establecido para esa fuente, de acuerdo con la declaración presentada en cumplimiento del Artículo 2.2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015, o aquel que lo modifique o sustituya.

Se establece en la propuesta que, para efectos de calcular la oferta comprometida en firme, para los contratos suscritos con base en los casos establecidos en el Parágrafo del Artículo 20 de la Resolución CREG 186 de 2020, los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado deberán incluir el valor de la cantidad máxima sobre la que, en esos contratos, se garantiza el servicio de suministro (o tener disponible) de una cantidad máxima de gas natural, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas.

En igual sentido, cuando en un contrato de suministro se cuente con la contratación de más de una fuente de suministro, en el contrato se deberá incluir la cantidad diaria que cada una de esas fuentes de suministro aporta para el cumplimiento del contrato y así deberá reportarse al Gestor del Mercado, por cada Punto de Entrega.

4.11 Aseguramiento del suministro para la atención de la Demanda Esencial

Se proponen dos procedimientos¹¹ que se encuentran enmarcados en el mecanismo de acceso a la contratación firme o que garantiza firmeza, no solo para la Demanda Esencial sino para la totalidad de la demanda, atendiendo algunas de las problemáticas identificadas en el capítulo 2 del presente documento, a partir de los cuales se negociará el suministro de gas en el corto, mediano y largo plazo, con Respaldo Físico. En orden de aplicación, el primer procedimiento corresponde al desarrollo de balances comerciales de oferta y demanda de gas natural para suscribir contratos con garantía de firmeza y el segundo procedimiento, que depende de los resultados del procedimiento del balance comercial de oferta y demanda, corresponde al mecanismo de acceso que permita a los agentes que atiendan a la Demanda Esencial o sean usuarios no regulados que hacen parte de la Demanda Esencial y participan en el Mercado

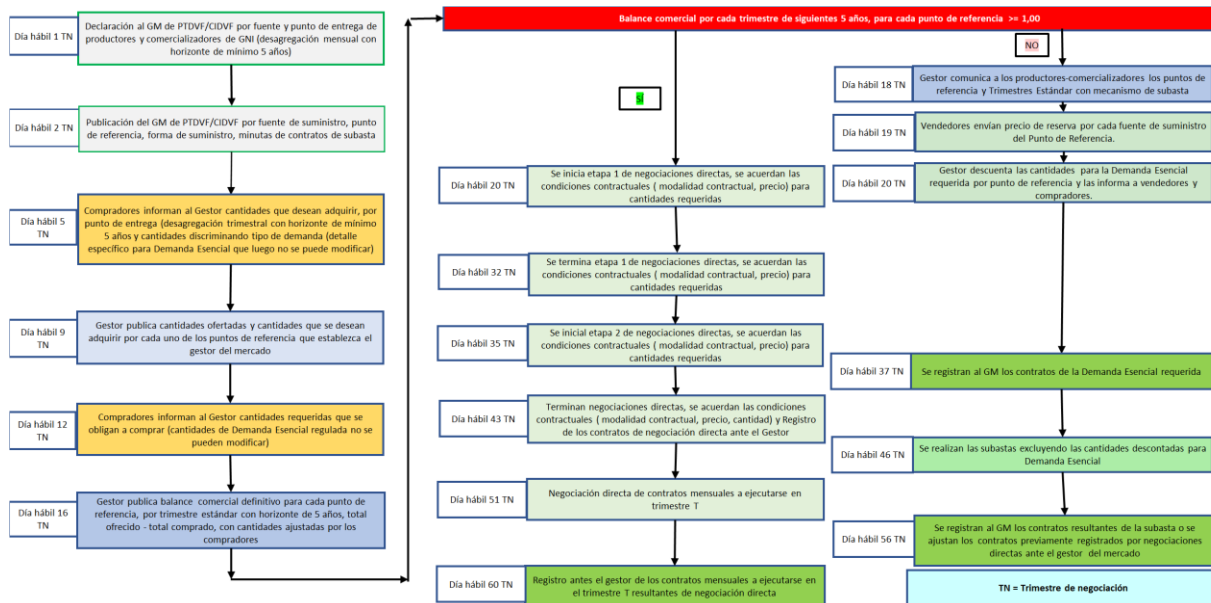
¹¹ El uso de este término en el presente documento corresponde a la definición de la Real Academia de la Lengua 2. “m. Método de ejecutar algunas cosas”. <https://dle.rae.es/procedimiento>

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Mayorista, y en general a la totalidad de la demanda, tener acceso a los contratos de suministro de gas natural con Respaldo Físico.

La Figura 20 resume los procedimientos generales mencionados que se pasan a describir a continuación en el texto:

Figura 20 Esquema general del mecanismo de aseguramiento de la Demanda Esencial



4.11.1 Balances comerciales

En cuanto al procedimiento de balance comercial, se propone un esquema que principalmente busca determinar en cada trimestre de negociación, entendido como aquel trimestre estándar en que se desarrollan las negociaciones de los contratos de suministro con garantía de firmeza para trimestres de suministro futuros, si hay oferta superavitaria o deficitaria de suministro de gas con Respaldo Físico, para cada uno de los veinte (20) trimestres estándar siguientes al trimestre estándar de negociación durante el cual se desarrolla el balance.

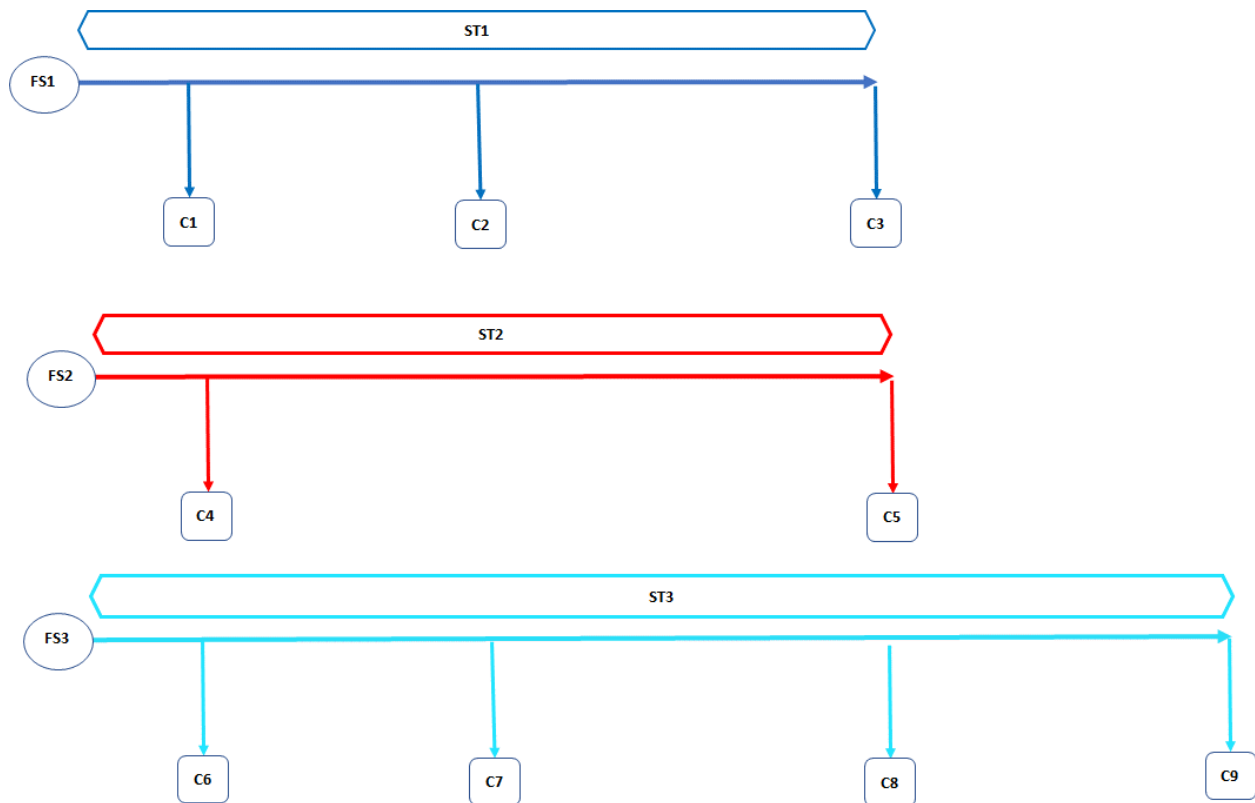
Ahora bien, considerando que el Sistema Nacional de Transporte de gas natural actualmente es bastante radial, pero que hacia el futuro de mediano plazo se deberán implementar los proyectos del plan de abastecimiento de gas natural - PAGN vigente (Resolución del Ministerio de Minas y Energía 40304 de 2020 modificada por la Resolución MME 40281 de 2022) que cambiará la configuración operacional del sistema, no se plantea la realización de un solo balance comercial a nivel nacional, sino que se plantean realizar varios balances comerciales a un nivel de mayor desagregación, mediante la utilización de lo que se incluye en la propuesta como “puntos de referencia”. Dichos puntos buscan reflejar nodos que en la práctica se evidencian con base en los puntos de entrega de los contratos registrados actualmente. Así, a medida que se pongan en operación los proyectos del PAGN, la cantidad de puntos de referencia será cada vez menor y el balance tenderá a ser más regional y luego nacional. Los nodos solamente tienen utilidad para efectos de realizar los balances comerciales, pero no tienen utilidad para la negociación de los precios de los contratos.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

A continuación, se muestra un ejemplo conceptual de la manera en que se establece y funciona un punto de referencia para la realización de balances comerciales, asumiendo que las capacidades de transporte son suficientes. Es muy importante tener en cuenta lo que más adelante se menciona, de que un comprador no tiene obligaciones de comprar en un solo trimestre de negociación todas las cantidades que planea comprar para atender un futuro trimestre estándar de ejecución, no solo porque su demanda puede variar hacia arriba o hacia abajo, sino también porque las fuentes de suministro pueden ir aumentando sus potenciales de producción con mayores inversiones o desarrollos y porque se van implementando proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural que conectan fuentes de suministro a más compradores e idealmente proyectos de iniciativa de los mismos agentes:

Caso 1: 3 sistemas de transporte denominados ST (físicos o virtuales), no conectados entre sí: fuentes de suministro denominadas FS, compradores denominados C

Figura 21 Punto de Referencia Caso 1



Los puntos de referencia son 3 y balances son los siguientes:

PR1	PTDVF	Firme requerida
FS1	54,000	
C1		5,000
C2		8,000
C3		23,000
Total (Publica GM)	54,000	36,000
Balace comercial	Superavitario	

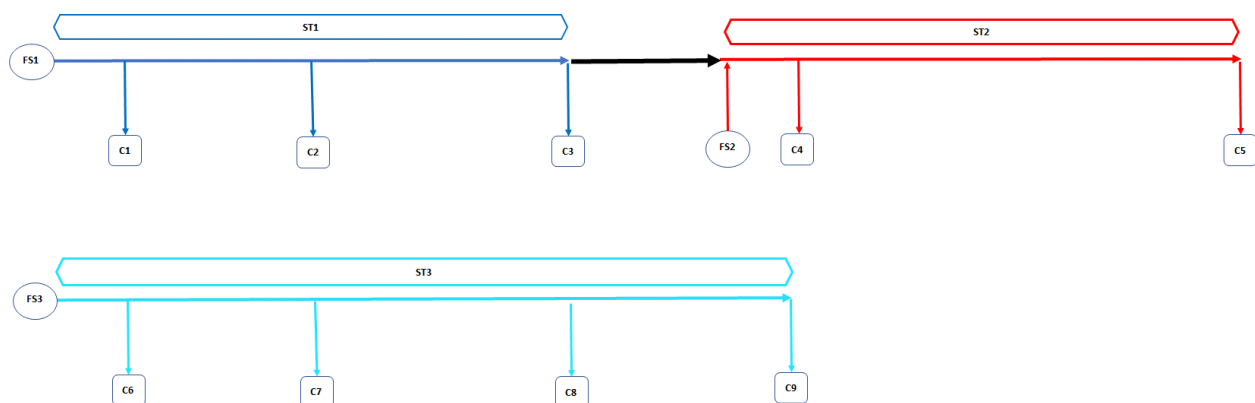
PR2	PTDVF	Firme requerida
FS2	12,000	
C4		11,000
C5		8,000
Total (Publica GM)	12,000	19,000
Balace comercial	Deficitario	

PR3	PTDVF	Firme requerida
FS3	65,000	
C6		35,000
C7		15,000
C8		12,000
C9		25,000
Total (Publica GM)	65,000	87,000
Balace comercial	Deficitario	

Se observa que en este caso hay una PTDVF que no se contrataría en un total de 18,000 MBTUD, a pesar de que hay un faltante de PTDVF en los demás puntos de referencia total de 31,000 MBTUD.

Caso 2: 3 sistemas de transporte denominados ST (físicos o virtuales), conectados entre sí en una sola dirección el ST1 y el ST2, no conectado el ST3: fuentes de suministro denominadas FS, compradores denominados C.

Figura 22 Punto de Referencia Caso 2



Los puntos de referencia son 3 y balances son los siguientes:

PR1	PTDVF	Firme requerida
FS1	54,000	0
C1	0	5,000
C2	0	8,000
C3	0	23,000
Total (Publica GM)	54,000	36,000
Balace comercial	Superavitario	

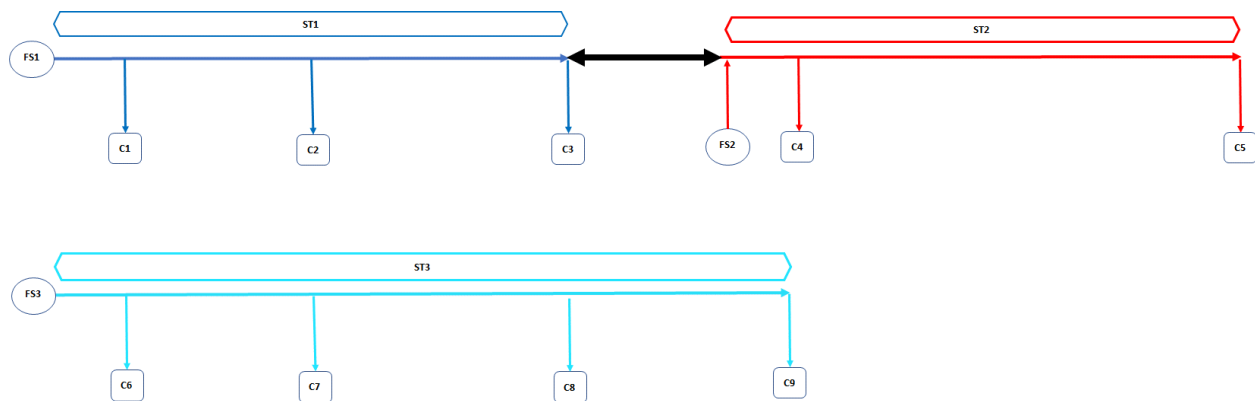
PR2	PTDVF	Firme requerida
FS1	54,000	0
FS2	12,000	0
C4	0	11,000
C5	0	8,000
Total (Publica GM)	66,000	19,000
Balace comercial	Superavitario	

PR3	PTDVF	Firme requerida
FS3	65,000	0
C6	0	35,000
C7	0	15,000
C8	0	12,000
C9	0	25,000
Total (Publica GM)	65,000	87,000
Balace comercial	Deficitario	

Se observa que en este caso hay una PTDFV que no se contrataría en un total de 11,000 MBTUD, a pesar de que hay un faltante de PTDFV en el punto de referencia total PR3 de 22,000 MBTUD. Adicionalmente, los compradores C4 y C5 tienen acceso a más fuentes de suministro, respecto del caso 1.

Caso 3: 3 sistemas de transporte denominados ST (físicos o virtuales), conectados entre sí en bidireccionalidad el ST1 y el ST2, no conectado el ST3: fuentes de suministro denominadas FS, compradores denominados C.

Figura 23 Punto de Referencia Caso 3



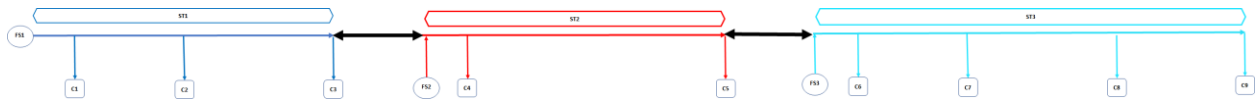
Los puntos de referencia son 2 y los balances son los siguientes:

PR1	PTDFV	Firme requerida	PR2	PTDFV	Firme requerida
FS1	54,000	0	FS3	65,000	0
FS2	12,000	0	C6	0	35,000
C1	0	5,000	C7	0	15,000
C2	0	8,000	C8	0	12,000
C3	0	23,000	C9	0	25,000
C4	0	11,000	Total (Publica GM)	65,000	87,000
C5	0	8,000	Balace comercial	Deficitario	
Total (Publica GM)	66,000	55,000			
Balace comercial	Superavitario				

Se observa que en este caso hay una PTDFV que no se contrataría en un total de 11,000 MBTUD, a pesar de que hay un faltante de PTDFV en el punto de referencia total PR3 de 22,000 MBTUD. Adicionalmente, los compradores C1, C2 y C3 tienen acceso a más fuentes de suministro, respecto del caso 2.

Caso 4: 3 sistemas de transporte denominados ST (físicos o virtuales), conectados entre sí en bidireccionalidad el ST1, el ST2 y el ST3: fuentes de suministro denominadas FS, compradores denominados C.

Figura 24 Punto de Referencia Caso 4



Solo habría un punto de referencia y el balance sería el siguiente:

PR1	PTDVF	Firme requerida
FS1	54,000	0
FS2	12,000	0
FS3	65,000	0
C1	0	5,000
C2	0	8,000
C3	0	23,000
C4	0	11,000
C5	0	8,000
C6	0	35,000
C7	0	15,000
C8	0	12,000
C9	0	25,000
Total (Publica GM)	131,000	142,000
Balace comercial	Deficitario	

Se observa que en este caso hay una PTDVF que no se contrataría en un total de 0 MBTUD, quedando un faltante de PTDVF en el punto de referencia total de 11,000 MBTUD. Adicionalmente, los compradores C6, C7, C8 y C9 tienen acceso a más fuentes de suministro, respecto del caso 3.

Ahora bien, en el procedimiento se plantea una sola instancia para que los Vendedores del Mercado Primario declaren sus ofertas de cantidades con Respaldo Físico (PTDVF y/o CIDVF) a ofrecer bajo las modalidades que garantizan firmeza, tal como hoy en día ocurre. Se plantea una doble instancia, para que los Compradores interesados en el suministro informen y se comprometan en las cantidades a contratar de tipo firme o con garantía de firmeza. El resumen del procedimiento propuesto es el siguiente:

- Los Vendedores declaran al Gestor del Mercado de Gas la PTDVF y/o CIDVF de cada una de sus fuentes de suministro con, como mínimo, con información de los siguientes veinte (20) trimestres estándar, pudiendo declarar hasta los siguientes trimestres estándar que

permitan incluir la declaración de producción establecida por el Ministerio de Minas y Energía, que hoy en día requiere 10 años de horizonte (40 trimestres).

- b) Con base en lo anterior, el Gestor del Mercado de Gas agrega para cada uno de los puntos de referencia obtenidos, las cantidades totales de PTDVF y/o CIDVF declaradas.
- c) A partir de lo anterior, los Compradores reportarán al Gestor del Mercado de Gas las cantidades de suministro que inicialmente consideran contratar para esos mismos períodos trimestrales, como mínimo para los primeros veinte (20) trimestres estándar y para cada punto de referencia, tanto para atender Demanda Esencial como para la demás demanda que requieran contratar con garantía de firmeza para sus mercados de comercialización. Es de tener en cuenta que las cantidades se informan por tipo de usuario, y que en el caso de la demanda regulada contenida en la Demanda Esencial que se atiende de usuarios regulados, las cantidades informadas no tiene segunda instancia de modificación.
- d) Con base en la información recibida de los Vendedores y de los Compradores, el Gestor del Mercado de Gas publicará para cada punto de referencia y para cada trimestre estándar de los siguientes cuarenta (40) trimestres estándar al trimestre de negociación la información recibida de los Vendedores y de los Compradores.
- e) Como segunda ronda (segunda instancia) para los Compradores interesados, una vez conocida la publicación del Gestor del Mercado de Gas mencionada, los Compradores interesados podrán modificar las cantidades de suministro que están dispuestos a contratar de tipo firme o con garantía de firmeza, aunque ello no será posible en el caso de cantidades para atender la demanda regulada que es parte de la Demanda Esencial (residencial y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución). Estas cantidades que se reportan se consideran obligatorias de contratar. En esta segunda ronda (segunda instancia) no se permite que presenten información Compradores interesados que no la presentaron en la primera ronda (primera instancia).
- f) Finalmente, con base en la información de la segunda ronda (segunda instancia) de los Compradores, el Gestor del Mercado de Gas realizará el balance comercial de cada uno de los veinte (20) trimestre estándar siguientes al trimestre estándar de negociación para cada uno de los puntos de referencia establecidos, y determinará en el balance comercial si existe oferta comercial superavitaria u oferta comercial deficitaria en cada uno de ellos. El Gestor del Mercado de Gas informará a los Vendedores los trimestres y puntos de referencia en los que resulta un balance comercial deficitario, para que estos vendedores no pasen a avanzar negociaciones directas con los Compradores interesados.

Ahora bien, se propone como elemento sustancial del balance comercial, establecer un cálculo que sirva de referencia para que el Gestor determine si hay oferta comercial superavitaria o deficitaria. En razón de la simpleza y efectividad y en reconocimiento de las dinámicas en el tiempo de las declaraciones de potencial de producción y de las necesidades de la demanda, se propone que si los valores totales sumados de PTDVF y CIDVF son superiores o iguales a las cantidades requeridas por los compradores para contratos de tipo firme o que garantizan firmeza (independientemente de si son para atender Demanda esencial u otra demanda), es decir, que cuenta con Respaldo Físico, el balance comercial para ese punto de referencia y ese trimestre estándar será superavitario. En caso de un resultado contrario, el balance comercial será deficitario. Ese cálculo se debe obtener para cada punto de referencia y para cada trimestre estándar futuro de ejecución del suministro, por lo que

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

puede ocurrir que en un mismo punto de referencia se encuentre que, en un trimestre estándar la oferta comercial es superavitaria, y en otro diferente trimestre estándar la oferta comercial sea deficitaria. También puede ocurrir que, para un mismo trimestre estándar de ejecución, haya puntos de referencia en que se obtenga balance comercial superavitario y, por tanto, utilización de negociaciones directas, y a la vez para ese mismo trimestre haya otros puntos de referencia para los que se obtienen balances comerciales deficitarios, y por tanto, la utilización del otro mecanismo diferente a la negociación directa.

Lo anterior es similar a la utilización de un cociente igual o mayor a 1 para determinar una oferta comercial superavitaria y menor a 1 para determinar una oferta comercial deficitaria, en donde el cociente resulta de la división de la oferta total de PTDF y CIDF en cada punto de referencia, por el valor total de la demanda total que requiere contratarse de tipo firme o con garantía de firmeza en ese mismo punto de referencia.

El mecanismo de negociación que se utilizará para contratar el suministro de gas natural en los trimestres y puntos de referencia con balance comercial superavitario será de negociación directa. En caso de ser deficitario el balance comercial, se aplicará el procedimiento de asignación por subasta que se menciona más adelante. Un contrato de suministro entre un mismo vendedor y un mismo comprador podrá, por tanto y si es deseo de las partes, tener volúmenes contratados a partir de diferentes mecanismos de comercialización.

Es muy importante tener en cuenta que, derivado del esquema planteado, un comprador interesado puede informar las cantidades que se obliga (requiere) a contratar en la segunda instancia de declaración al Gestor del Mercado para ser suministradas (ejecutadas) en un trimestre de ejecución futuro, que podrán ser declaradas y negociadas en cantidades parciales en diferentes procesos trimestrales de negociación y no es necesario que la totalidad de la cantidad declarada y luego requerida por el comprador, sea obtenida en solo uno de dichos trimestres.

Es por ello que, en la propuesta que se presenta para comentarios, no se están estableciendo cantidades o porcentajes mínimos o requeridos a ser contratados obligatoriamente en un determinado trimestre de negociación ni para atender la demanda esencial, ni en general, ningún porcentaje obligatorio específico para cualquier tipo de demanda estimada a atender. Por ejemplo, en la propuesta no se establece que las cantidades estimadas por un comercializador a ejecutarse en el cuarto trimestre estándar del año de gas 2025 por la atención de la demanda esencial que atiende, deban ser contratadas al 100%, o al 90% o en fin de un porcentaje mínimo, como máximo en un trimestre estándar de negociación específico futuro, que debe ser antes del cuarto trimestre estándar del año de gas 2025. El agente comprador tiene total libertad de escoger en qué trimestres de negociación requiere las cantidades que considere declarar voluntariamente.

Eso sí, en el caso de la Demanda Esencial, cuando un comprador declara en primera instancia las cantidades deseadas, debe diferenciar la cantidad para la demanda no regulada de esa Demanda Esencial y la cantidad para la demanda regulada de esa Demanda Esencial, que en ninguno de los dos casos, como ya se mencionó antes, tiene que ser el 100% de la demanda total requerida para el trimestre estándar de ejecución futuro que se quiere contratar, pues habrán otros procesos trimestrales donde se puedan completar las cantidades declaradas y requeridas para ese trimestre futuro de ejecución.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

En la segunda instancia de declaración de los compradores al Gestor del Mercado, la cantidad de Demanda Esencial de demanda no regulada se puede reducir respecto de lo declarado en la primera instancia, pero no se puede reducir la cantidad para la demanda regulada de la Demanda Esencial. Asimismo, en las cantidades requeridas para los usuarios no regulados que hacen parte de la Demanda Esencial el comprador deberá discriminar las cantidades que desea que sean priorizadas en la distribución que posteriormente debe hacer el Gestor del Mercado para la Demanda Esencial y las cantidades que para dichos usuarios no regulados se desea que sean parte de la subasta centralizada o del mecanismo de mercado establecido por el vendedor en el caso de fuentes de suministro con negociación directa

Las cantidades declaradas en la segunda instancia por los compradores, pueden contemplar tanto cantidades para Demanda Esencial como cantidades para demanda no esencial, y es con esas cantidades que posteriormente el Gestor del Mercado realiza el balance comercial para ese trimestre de ejecución futura.

Si hay un resultado de balance con superávit las cantidades a negociar se desarrollarán en dos etapas consecutivas: en una primera etapa de negociación no son, por tanto, solamente las de la Demanda Esencial, sino todas las requeridas en la segunda instancia de declaración de los compradores, que como se explicó, pueden incluir cantidades de demanda no esencial. En la segunda etapa de negociación directa cuando hay superávit se negocian, por tanto, las cantidades deseadas declaradas en la primera instancia, que no fueron incluidas en las requeridas declaradas en la segunda instancia, sean de la Demanda Esencial de usuarios no regulados, como de la demás demanda (no esencial), en igualdad de condiciones. Así, se deja para las negociaciones directas las cantidades de segunda instancia, a negociar en la primera de las dos etapas que se proponen en esa situación superavitaria.

A continuación se muestra un ejemplo ilustrativo de las etapas de negociación directa, que se dan cuando se presentan balances comerciales superavitarios:

- Se presenta la siguiente situación de la Figura 25 en el trimestre estándar de negociación, para un trimestre estándar de suministro futuro:

Figura 25 Ejemplo de Declaración al Gestor del Mercado

Agente	DECLARACIÓN PTDVF/CIDVF	PRIMERA INSTANCIA DECLARACIÓN COMPRADORES				SEGUNDA INSTANCIA DECLARACIÓN COMPRADORES				Balance
		Declaración de Demanda Esencial regulada	Declaración de Demanda Esencial NO regulada	Declaración de Demás demanda	Total solicitado declarado	Compromiso rio Demanda Esencial regulada	Compromisorio Demanda Esencial NO regulada	Compromiso rio Demás demanda (NO ESENCIAL)	Total compromiso rio	
Vendedor 1	1,000									
Comercializador 1		250	200	50	500	250	50	20	320	
Comercializador 2		150	150	70	370	150	50	20	220	
Comercializador 3		300	0	0	300	300	0	0	300	
UNR termoelectrico		0	0	60	60	0	0	40	40	
Total	1,000	700	350	180	1,230	700	100	80	880	Superavitario

Como se observa de la Figura 25 el balance comercial resulta superavitario, luego de que los compradores modificasen su requerimiento de cantidades en la segunda instancia de declaración al Gestor del Mercado. Siendo así, las negociaciones se pueden desarrollar bajo el mecanismo de comercialización de negociación directa.

- Si no se estableciese el esquema de dos etapas en la negociación directa, se podrían obtener los siguientes resultados de la Figura 26:

Figura 26 Resultados de contratación en una sola etapa de negociación directa

Agente	CANTIDADES TOTALES CONTRATADAS REGISTRADAS AL GESTOR DEL MERCADO - SIN ETAPAS			
	Demanda Esencial regulada	Demanda Esencial NO regulada	Demás demanda (NO ESENCIAL)	Total registrado
Comercializador 1	250	200	50	500
Comercializador 2	150	150	70	370
Comercializador 3	130	0	0	130
UNR termoeléctrico	0	0	0	0
Total	530	350	120	1,000

Se observa en la Figura 26 que parte de la demanda esencial regulada quedó contratada por debajo de lo requerido en la segunda instancia de declaración al Gestor del Mercado (que debe ser igual a la cantidad declarada en la primera instancia caso del comercializador 3), lo que también ocurre con parte de la demás demanda declarada en la segunda instancia (caso del UNR Termoeléctrico que requería 40 y no pudo contratar ninguna cantidad). Lo anterior llevaría a que el mecanismo MADE no permitiese cumplir con lo establecido en el Decreto 1073 de 2015 sobre la garantía de acceso a la Demanda Esencial de contratos con Respaldo Físico.

- Con el fin de evitar lo anterior en la nueva propuesta se establecen dos etapas de negociación directa, que llevarían al siguiente resultado de la Figura 27, para efectos del ejemplo:

Figura 27 Resultados de contratación en dos etapas de negociación directa

Agente	CANTIDADES A CONTRATAR DIRECTA - ETAPA 1				CANTIDADES MÁXIMAS A NEGOCIAR DIRECTA - ETAPA 2				CANTIDADES TOTALES CONTRATADAS REGISTRADAS AL GESTOR DEL MERCADO			
	Demanda Esencial regulada	Demanda Esencial NO regulada	Demás demanda (NO ESENCIAL)	Total a contratar	Demanda Esencial regulada	Demanda Esencial NO regulada	Demás demanda (NO ESENCIAL)	Total a negociar	Demanda Esencial regulada	Demanda Esencial NO regulada	Demás demanda (NO ESENCIAL)	Total registrado
Comercializador 1	250	50	20	320	0	150	30	180	250	95	35	380
Comercializador 2	150	50	20	220	0	100	50	150	150	70	40	260
Comercializador 3	300	0	0	300	0	0	0	0	300	0	0	300
UNR termoeléctrico	0	0	40	40	0	0	20	20	0	0	60	60
Total	700	100	80	880	0	250	100	350	700	165	135	1,000

Se observa que en la primera etapa fue posible negociar las cantidades requeridas en la segunda instancia de declaración de los compradores al Gestor del Mercado, no solo para la Demanda Esencial regulada y no regulada sino para los compradores que declararon compromiso de contratar cantidades en la segunda instancia de declaración al Gestor del Mercado que no son parte de la Demanda Esencial, como es el caso del usuario termoeléctrico, y en la segunda etapa se negoció el excedente en donde solo para efectos del ejemplo, el usuario termoeléctrico logró contratar las demás cantidades. Lo anterior sin que en ningún caso haya contratación por encima de las cantidades declaradas en la primera instancia de declaración de los compradores al Gestor del Mercado. Con ello se logra cumplir con lo establecido en el Decreto 1073 de 2015 sobre la garantía de acceso a la Demanda Esencial de contratos con Respaldo Físico.

Si se encuentra un déficit de balance comercial, en cambio, se reserva (prioriza) la cantidad requerida en la segunda instancia por los compradores para la Demanda Esencial (regulada y no regulada) y se deja aquella cantidad de Demanda Esencial de usuarios no regulados informada por los compradores para acudir al mecanismos de subasta, para participar en la subasta que se realizará (si hay cantidades excedentarias después de reservar para la Demanda Esencial requerida en la segunda instancia) y así poder decidir cantidades a comprar en el proceso de asignación de la subasta, lo que da la flexibilidad para que los usuarios no regulados de la Demanda Esencial decidan si compran o no cantidades en la subasta.

La flexibilidad anterior se encuentra aún más justificada cuando se observa el comportamiento del potencial de producción declarado por los productores al Ministerio de Minas y Energía, en que a medida que se declara en cada año, se observa un incremento del potencial de producción para los mismos años futuros, y por tanto, se posibilitan mayores ofertas de cantidades PTDVF de los productores. Ese aumento puede deberse al aumento de inversiones en el desarrollo del campo existente, a un mayor conocimiento de la potencialidad del campo existente, a la entrada de nuevos campos de producción, en fin, a factores que son inherentes a la maduración de los contratos de exploración y producción de la ANH. Así se explica también la razón de que en la propuesta, en cada trimestre de negociación, el productor pueda presentar su declaración de PTDVF/CIDVF para cada fuente de suministro, que depende de dichos cambios. En la Figura 10 se muestra el comportamiento observado sobre las declaraciones de producción realizadas al MME.

Los compradores del Mercado Primario, con la propuesta que se presenta, tienen total libertad en desarrollar la estrategia de contratación del suministro necesario para atender las cantidades que se estiman de demanda futura, sean de demanda esencial o de la demás demanda. Evidentemente, a medida que se acerca el trimestre de ejecución del suministro habrá menos incertidumbre tanto en las cantidades necesarias a contratar como en las cantidades disponibles para venta. Actualmente, esta flexibilidad no existe, pues además de que se contrata en un solo momento del año calendario, la duración mínima de los contratos de negociación directa es de tres (3) o más años. Así para ajustar cantidades no contratadas a ser ejecutadas en el primer año no se tienen más oportunidades; para las cantidades requeridas del segundo año (por expansión del servicio) que se deben completar solo se tiene 1 oportunidad en el año siguiente de contratación; y, para las cantidades requeridas (por expansión del servicio) del tercer año del contrato a ser completadas solo se tienen 2 oportunidades más para contratarlas, una en el segundo año y otra el tercer año. Con la propuesta ahora se tendrán 3 oportunidades (trimestres de negociación) para completar el primer año, 7 oportunidades (trimestres de negociación) para completar el segundo año y 11 oportunidades (trimestres de negociación) para completar el tercer año.

Esa flexibilidad también funciona para conocer los precios de un(os) trimestre(s) futuro(s) obtenido(s) en los procesos trimestrales de negociación, de modo que puedan servir de referencia para los siguientes procesos en que se podrían negociar más cantidades para esos mismos trimestres futuros, contando con los precios obtenidos por medio de los trimestres de negociación ya contratados.

Para explicar de manera sencilla lo anterior se propone el siguiente ejemplo: un comprador considera necesario (requerido) contratar un total de 5 GBTUD en un punto de referencia dado, para que le sean suministrados (ejecutados) en el trimestre estándar de septiembre a noviembre de 2025. Ese comprador puede dividir la compra en dos trimestres (o en tres, o en cuatro, o en más trimestres), seguidos o no seguidos, de negociación diferentes: una parte de los 5 GBTUD

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

en el proceso que se avance en el trimestre de negociación de diciembre a febrero del año 2023 y la otra parte en el proceso que se adelante en el trimestre de negociación de marzo a mayo de 2023, o alguno otro futuro, anterior eso sí al trimestre del suministro (de la ejecución). Obviamente la división de las cantidades a comprar entre dos procesos diferentes implica asumir riesgos como por ejemplo, no obtener cantidades suficientes en el segundo proceso en que decidió participar para adquirir el faltante requerido y completar así los 5 GBTUD, pero puede traer entre otros resultados que el mecanismo de negociación que se aplique en los trimestres de negociación del ejemplo, para adquirir el suministro para ese trimestre de ejecución en 2025, sea de negociación directa, tanto en el proceso de negociación que se desarrolle entre diciembre a febrero de 2023 (v.gr. para adquirir el 50% de los 5 GBTUD requeridos) como en el proceso que se desarrolle entre marzo a mayo de 2023 (para adquirir el 50% restante), y no del mecanismo alterno (subasta) que resultaría posiblemente de tratar de contratar la totalidad del suministro de 5 GBTUD (el 100% de lo requerido) en un solo proceso de negociación y con ello un déficit del balance para ese trimestre estándar en ese punto de referencia. Además, el comprador puede considerar que la demanda total identificada por el mismo (de 5 GBTUD), tenga riesgos de demanda que lleven a que en algún momento futuro ya no requiera tal cantidad, sino una cantidad menor

Algo similar puede ocurrir dado el caso que el comprador, aunque desea contratar en el ejemplo 5 GBTUD en un solo proceso, no encuentre la oferta suficiente. En ese caso, el comprador deberá esperar un proceso posterior con el fin de buscar contratar las cantidades que no pudo contratar en el proceso inicial.

4.11.2 Aseguramiento de la Demanda Esencial

Con base en los resultados de los balances comerciales, se procede a determinar el mecanismo de comercialización que se usará para determinar el suministro en cada uno de los veinte (20) trimestre estándar siguientes al trimestre estándar de negociación. Estos resultados también marcarán el tipo de mecanismo que se usará para permitir a los agentes que sean o atiendan a la Demanda Esencial, tener acceso a los contratos de suministro con Vendedores que cuenten con Respaldo Físico.

Para la propuesta del mecanismo que permita a los agentes que sean o atiendan a la Demanda Esencial tener acceso a los contratos de suministro de tipo firme o con garantía de firmeza, la Comisión parte de la presunción de que todos los Vendedores del Mercado Primario tienen como objetivo contratar el suministro de la totalidad de las cantidades de PTDVF y CIDVF con las que cuentan en sus fuentes de suministro. Lo anterior, de acuerdo con lo desarrollado en el numeral 2.1 del documento CREG 054 de 2012 de “*REVISIÓN DE LA REGULACIÓN DE GAS NATURAL EN COLOMBIA*”.

A partir de los resultados obtenidos en el proceso de balances comerciales, se establecen los mecanismos de comercialización a utilizar, como ya se mencionó. En el caso de una oferta comercial superavitaria, se aplicará la negociación directa pues se considera que, en ese caso al existir dicho superávit, se garantiza que los agentes que sean o atiendan a la Demanda Esencial tengan acceso a los contratos de tipo firme o con garantía de firmeza, así como es el caso de los demás compradores que requirieron cantidades para la demás tipo demanda en la segunda instancia de declaración ante el Gestor del Mercado.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Además de lo anterior, para el suministro en los trimestres estándar y puntos de referencia en que se presenta una oferta comercial superavitaria, se podrán realizar las siguientes etapas de negociaciones:

- i.) Primera etapa de negociaciones directas, en la que se debe contratar las cantidades requeridas declaradas por los compradores en la segunda instancia de declaración presentada al Gestor del Mercado. Tanto la demanda esencial requerida como la demás demanda en general avanzarán las negociaciones hasta que se acuerden los contratos sobre dichas cantidades en un plazo máximo propuesto para ello.
- ii.) Puesto que se obtuvo un balance comercial superavitario, es evidente que hay cantidades disponibles de oferta PTDVF/CIDVF, después de cerrarse la primera etapa de negociación directa. Es por ello que se propone avanzar una segunda etapa de negociaciones para aquellas cantidades solicitadas en la primera instancia de declaración de los compradores al Gestor del Mercado, que en la segunda instancia no hicieron parte del requerimiento definitivo. Ciertamente es posible que las cantidades PTDVF/CIDVF disponibles después de la primera etapa no sean suficientes para atender la totalidad de las cantidades solicitadas por los compradores en la primera instancia de declaración al Gestor del Mercado, por lo que se da libertad a los vendedores y compradores para que negocien directamente (mediante negociaciones bilaterales o procedimiento de concurrencia de interesados) en un plazo máximo establecido para ello.
- iii.) En el caso de las fuentes de suministro cuyas cantidades con Respaldo Físico se pueden negociar de manera directa mediante contratos de suministro que se pueden pactar y registrar en cualquier momento del año, lo podrán seguir negociando de esta manera para esos trimestres estándar siempre y cuando no se presente en algún balance trimestral una oferta comercial deficitaria para ese mismo trimestre y en ese mismo punto de referencia. A partir del momento en que el Gestor del Mercado de Gas publique los resultados de los balances comerciales con esta situación de déficit, no podrá seguir registrando los contratos que provengan de negociación directa con el suministro a partir de estas fuentes. La negociación del suministro de estas fuentes para ese trimestre estándar y punto de referencia deberá realizarse con base en el procedimiento contemplado para cuando se presenta dicho déficit comercial.
- iv.) Las cantidades de la Demanda Esencial declarada en la segunda ronda (segunda instancia) por los Compradores se podrán atender mediante contratos CF95 o CF80.
- v.) Después de registrados los contratos con períodos trimestrales de suministro pactados bajo el mecanismo de comercialización de negociación directa mencionado, se podrán negociar las cantidades declaradas de PTDVF y/o CIDVF que hayan quedado disponibles, solamente para el siguiente trimestre estándar al trimestre estándar de negociación, mediante contratos de suministro CF95/CF80 con plazo de ejecución de un (1) mes calendario.

Ahora bien, en el caso de un trimestre estándar con oferta deficitaria se plantean a su vez tres etapas principales que se resumen a continuación:

- i.) El Gestor del Mercado de Gas descontará de las cantidades totales ofrecidas por los Vendedores con Respaldo Físico en cada punto de referencia de cada trimestre estándar identificado con oferta comercial deficitaria, la suma de las cantidades que los Compradores informaron en la segunda ronda (segunda instancia) que se comprometían a contratar para

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

atender la Demanda Esencial, sea esta de usuarios regulados o de usuarios no regulados. Dichas cantidades se distribuirán entre todas las fuentes de suministro que ofrecen gas con Respaldo Físico en ese punto de referencia, a prorrata de las cantidades ofrecidas por los Vendedores y a prorrata de la participación de los Compradores en las cantidades para atender la Demanda Esencial en ese punto de referencia. Finalmente, el Gestor del Mercado de Gas informará a cada Vendedor y a cada Comprador que participa en ese punto de referencia para cada trimestre estándar con oferta comercial deficitaria, las cantidades distribuidas.

En las gráficas siguientes se muestra un ejemplo con dos escenarios, de la forma de aplicación de la distribución propuesta. En el primer escenario (Figura 28), se trata de una oferta total, compuesta por 3 Vendedores con 6 fuentes de suministro, de 106.080 MBTUD para un trimestre dado en un punto de referencia dado, y la demanda total (demanda esencial junto con demanda diferente de la demanda esencial) reportada en segunda ronda (segunda instancia) de declaración al Gestor del Mercado es de 116.000 MBTUD, compuesta por 5 Compradores interesados, siendo la parte de la Demanda Esencial reportada en esta segunda instancia, de un total de 71.500 MBTUD. En este caso el cociente que se obtiene es de 0,91 (106.800/116.000) y por tanto, la oferta comercial es deficitaria. Además de ello se observa que las cantidades de Demanda Esencial son inferiores a las cantidades ofertadas, por lo que habrá necesariamente cantidades remanentes de oferta a ser asignadas a la demanda diferente a la Demanda Esencial sobre la que se declaró cantidades en la segunda instancia al Gestor del Mercado.

Como resultado de la aplicación del procedimiento que se establece, el Gestor calculará la distribución de cantidades para atender la Demanda Esencial, entre los Compradores y los Vendedores; así, el Gestor del Mercado de Gas informará al comprador 1 que podrá negociar con el vendedor 1 el suministro de una cantidad de $1.131 + 650 + 285$ [MBTUD], con el vendedor 2 una cantidad de $566 + 226$ [MBTUD], y con el vendedor 3 una cantidad de 141 MBTUD.

El precio de suministro para la demanda total asignada (incluyendo la Demanda Esencial priorizada inicialmente) dependerá de si la fuente de suministro negocia directamente mediante un mecanismo previamente establecido por el vendedor de dicha fuente, o de si el precio corresponde al precio de cierre de la subasta que realice el Gestor del Mercado de Gas, en caso de que ello aplique por el tipo de fuente.

Las cantidades remanentes para asignar mediante subastas o según el mecanismo que el Vendedor haya establecido en el caso de las fuentes de suministro con negociación directa, corresponden a 23.823 MBTUD para el Vendedor 1, 9.127 MBTUD para el Vendedor 2 y 1.630 MBTUD para el Vendedor 3. Es de tener en cuenta que, si un vendedor no pudo acordar con el comprador los términos del contrato diferentes a precio, cantidad y condiciones mínima establecidas por la CREG, incluyendo el tipo de garantías, la cantidad no pactada finalmente podrá ser asignada en la subasta.

En el segundo caso que se muestra en la Figura 29, se trata un escenario en el que la oferta comercial compuesta por 3 Vendedores con 6 fuentes de suministro, es de 65.120 MBTUD para un trimestre dado en un punto de referencia dado y la demanda total reportada en la segunda ronda (segunda instancia) de declaración al Gestor del Mercado, compuesta por 5 Compradores interesados, es de 116.000 MBTUD, siendo la Demanda Esencial reportada total de 71.500 MBTUD. En este caso el cociente que se obtiene es de 0,56 y por tanto, la

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

oferta comercial es deficitaria; además de ello se observa que las cantidades de Demanda Esencial son superiores a las cantidades ofertadas, por lo que no habrán cantidades remanentes de oferta a ser asignadas a la demanda diferente a la Demanda Esencial requerida en la segunda instancia de declaración.

Figura 28 Ejemplo de asignación ante oferta comercial deficitaria – Escenario 1

OFERTA COMERCIAL DEFICITARIA (Suficiente oferta para Demanda Esencial)											
Cantidades solicitadas en Punto de Referencia 1	Cantidades solicitadas en Punto de Referencia 1 [MBTUD]			PTDVF y CIDVF en Punto de Referencia 1 [MBTUD]							
	Demanda Total	Demanda Esencial	% Participación en Demanda Esencial	Vendedor 1			Vendedor 2		Vendedor 3	TOTAL	
				Fuente 1	Fuente 2	Fuente 3	Fuente 4	Fuente 5	Fuente 6		
				40.000	23.000	10.080	20.000	8.000	5.000		106.080
				37,7%	21,7%	9,5%	18,9%	7,5%	4,7%		100,0%
				Cociente de oferta comercial							0,91
Comprador 1	8.000	3.000	4,2%	1.131	650	285	566	226	141	3.000	
Comprador 2	5.000	3.500	4,9%	1.320	759	333	660	264	165	3.500	
Comprador 3	7.000	5.000	7,0%	1.885	1.084	475	943	377	236	5.000	
Comprador 4	34.000	28.000	39,2%	10.558	6.071	2.661	5.279	2.112	1.320	28.000	
Comprador 5	18.000	8.000	11,2%	3.017	1.735	760	1.508	603	377	8.000	
Comprador 6	19.000	9.000	12,6%	3.394	1.951	855	1.697	679	424	9.000	
Comprador 7	25.000	15.000	21,0%	5.656	3.252	1.425	2.828	1.131	707	15.000	
TOTAL	116.000	71.500	100,0%	26.961	15.502	6.794	13.480	5.392	3.370	71.500	
				49.257			18.873		3.370	71.500	
				PTDVF y CIDVF remanente para mecanismos de demanda diferente a Demanda Esencial							
				Vendedor 1			Vendedor 2		Vendedor 3	TOTAL	
				Fuente 1	Fuente 2	Fuente 3	Fuente 4	Fuente 5	Fuente 6		
				13.039	7.498	3.286	6.520	2.608	1.630		34.580
				23.823			9.127		1.630	34.580	

Como resultado de la aplicación del procedimiento que se establece, el Gestor calculará la distribución de cantidades para atender la Demanda Esencial, entre los Compradores y los Vendedores; así el Gestor del Mercado de Gas informará al comprador 1 que podrá negociar con el vendedor 1 el suministro de una cantidad de $838 + 503 + 215$ [MBTUD], con el vendedor 2 una cantidad de $629 + 336$ [MBTUD], y con el vendedor 3 una cantidad de 210 MBTUD.

El precio de suministro dependerá de si la fuente de suministro negocia directamente mediante un mecanismo previamente establecido por el vendedor de dicha fuente, o al precio de reserva de cada fuente de suministro, ya que en ese caso no podrá haber subasta pues no hay cantidades remanentes para asignar mediante subastas o según el mecanismo que el vendedor haya establecido en el caso de los campos con negociación directa. Es importante tener en cuenta que si un vendedor no pudo acordar con el comprador los términos del contrato diferentes a precio, cantidad y condiciones mínima establecidas por la CREG, incluyendo el tipo de garantías, la cantidad no pactada finalmente podrá ser asignada a los otros agentes con la misma prorrata calculada sin considerar la demanda del comprador que no suscribió contrato y dado el caso que queden cantidades remanentes

después de lo anterior, las mismas podrán ser asignadas a la demás demanda mediante subastas o según el mecanismo que el vendedor haya establecido en el caso de los campos con negociación directa:

Figura 29 Ejemplo de asignación ante oferta comercial deficitaria – Escenario 2

OFERTA COMERCIAL DEFICITARIA (Insuficiente oferta para Demanda Esencial)											
Cantidades solicitadas en Punto de Referencia 1	Cantidades solicitadas en Punto de Referencia 1 [MBTUD]			PTDVF y CIDVF en Punto de Referencia 1 [MBTUD]							
	Demanda Total [MBTUD]	Demanda Esencial [MBTUD]	% Participación en Demanda Esencial [MBTUD]	Vendedor 1			Vendedor 2		Vendedor 3	TOTAL	
				Fuente 1	Fuente 2	Fuente 3	Fuente 4	Fuente 5	Fuente 6		
				20.000	12.000	5.120	15.000	8.000	5.000		65.120
				30,7%	18,4%	7,9%	23,0%	12,3%	7,7%		100,0%
				Cociente de oferta comercial							0,56
Comprador 1	8.000	3.000	4,2%	839	503	215	629	336	210	2.732	
Comprador 2	5.000	3.500	4,9%	979	587	251	734	392	245	3.188	
Comprador 3	7.000	5.000	7,0%	1.399	839	358	1.049	559	350	4.554	
Comprador 4	34.000	28.000	39,2%	7.832	4.699	2.005	5.874	3.133	1.958	25.502	
Comprador 5	18.000	8.000	11,2%	2.238	1.343	573	1.678	895	559	7.286	
Comprador 6	19.000	9.000	12,6%	2.517	1.510	644	1.888	1.007	629	8.197	
Comprador 7	25.000	15.000	21,0%	4.196	2.517	1.074	3.147	1.678	1.049	13.662	
TOTAL	116.000	71.500	100,0%	20.000	12.000	5.120	15.000	8.000	5.000	65.120	
				37.120			23.000		5.000	65.120	
				PTDVF y CIDVF remanente para mecanismos de demanda diferente a Demanda Esencial							
				Vendedor 1			Vendedor 2		Vendedor 3		
				Fuente 1	Fuente 2	Fuente 3	Fuente 4	Fuente 5	Fuente 6	TOTAL	
				0	0	0	0	0	0	0	
				0			0		0	0	

En cuanto al precio que debe utilizarse en los contratos de suministro de los Compradores con el fin de atender las necesidades de la Demanda Esencial que atienden, se propone utilizar el precio de cierre de las subastas que se realicen en los casos de trimestres de suministro de puntos de referencia con oferta deficitaria como es el escenario 1 del ejemplo. Lo anterior, en virtud precisamente de las prerrogativas que tiene la atención de la Demanda Esencial, de acuerdo con las disposiciones del Decreto 1073 de 2015 y de que la separación de cantidades de la Demanda Esencial que se debe realizar previo a la subasta, se considera valorada con base en los resultados de dicho mecanismo de mercado ante una oferta con Respaldo Físico deficitaria. Es importante tener en cuenta que, en la regulación vigente, la figura de “Reserva de cantidades a usuarios regulados” del literal a del Artículo 23 de la Resolución CREG 186 de 2020 utiliza la modalidad de contrato CF95 y el precio de suministro se obtiene a partir de los precios de cierre de la subasta de contratos de suministro C1 y C2. Es decir, se usa el mismo concepto con precio de cierre de las subastas para atender la Demanda Esencial requerida a la que se separó cantidades de gas, pues la demanda esencial priorizada es pasiva en la subasta.

Ahora bien, en el escenario 2 del ejemplo en que no puede haber subasta, el precio de los contratos será el precio de reserva de cada fuente de suministro. Es importante considerar que ni los vendedores ni los compradores pueden saber antes de la asignación que debe hacer el Gestor del Mercado cuando hay trimestres deficitarios, si hay o no cantidades de oferta superiores a las cantidades requeridas por la Demanda Esencial en la segunda instancia de declaración al Gestor del Mercado, así que un vendedor no puede fijar el precio

de reserva de una fuente con base en esa expectativa, porque corre el riesgo de no contratar sus cantidades totales ofertadas, cuando por ejemplo, presenta un precio de reserva alto que no considera realmente sus costos de producción y márgenes esperados.

Ahora bien, la propuesta del mecanismo que define la Comisión busca que los agentes que sean o atienden Demanda Esencial tengan acceso a los contratos de suministro de tipo firme o con garantía de firmeza en cumplimiento a lo dispuesto en el Parágrafo 2 del Artículo 2.2.2.2.16 del Decreto 1073 de 2015. En este sentido, el mecanismo lleva a que dichos participantes del mercado tengan acceso a las cantidades que ofrecen los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado con Respaldo Físico en el Mercado Primario. Pero lo anterior no implica la obligación de suscribir los contratos de suministro de gas entre los agentes, si no se cumplen las condiciones para ello y no se logra finalmente el acuerdo entre las partes en el contenido de los contratos y demás aspectos que son parte de la negociación final.

- ii.) A partir de las cantidades anteriores descontadas para atender la Demanda Esencial se podrán avanzar las negociaciones entre cada Vendedor y cada Comprador, para acordar aquellos términos de los contratos de suministro que se suscribirán para atender dicha Demanda, diferentes a los contemplados en los requisitos o condiciones mínimas obligatorias de los contratos, establecidas en la propuesta de resolución. De no llegarse a un acuerdo, las cantidades descontadas podrán ser dispuestas por los Vendedores en otras negociaciones o en los procesos de asignación de las cantidades remanentes a la demanda diferente a la Demanda Esencial.
- iii.) Una vez registrados los contratos de suministro para atender la Demanda Esencial que finalmente se pacten, en caso de existir cantidades remanentes de PTDFV y/o CIDVF en ese trimestre estándar para ese punto de referencia con oferta comercial deficitaria, para el caso de las fuentes de suministro que no pueden negociar de manera directa y registrar el contrato en cualquier momento del año el Gestor del Mercado de Gas realizará una subasta para asignar dichas cantidades a la demanda diferente a la Demanda Esencial que se reportó en la segunda instancia de los Compradores.

Para el caso de las fuentes de suministro que pueden negociar de manera directa y registrar el contrato en cualquier momento del año, con el fin de asignar las cantidades remanentes a la demanda diferente a la Demanda Esencial que se reportó en la segunda ronda (segunda instancia) de los Compradores, cada vendedor de esas fuentes de suministro deberá dar aplicación al mecanismo que haya establecido autónomamente para resolver la asignación de cantidades ante dichas circunstancias de escasez.

Para el suministro en cualquiera de los veinte (20) trimestres estándar posteriores (o con los que se cuente de la declaración de producción realizada al Ministerio de Minas y Energía) a los veinte (20) trimestres estándar siguientes al trimestre estándar de negociación, no se realizarán balances comerciales y la negociación podrá ser directa entre los Vendedores y los Compradores.

En la propuesta se encuentra el tratamiento para los dos tipos de demanda que conforman la Demanda Esencial, es decir, por una parte la demanda conformada por los usuarios no regulados o las empresas comercializadoras que los atienden y por otra parte, la demanda conformada por las empresas comercializadoras que atienden a los usuarios regulados. Lo anterior por cuanto en el caso de los usuarios regulados, que cuentan con menor elasticidad en el consumo de gas

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

natural, se presenta por tanto una disposición de pago diferente al caso de los usuarios no regulados, que pueden sustituir el gas natural con otra fuente energética, dependiendo del precio ofertado. Es por ello que, para efectos del reporte de las cantidades necesarias (requeridas) para atender la Demanda Esencial por parte de los Compradores en la segunda ronda (segunda instancia), las cantidades que reportan pueden ser diferentes a las reportadas en la primera ronda (primera instancia) en el caso de las cantidades de los usuarios no regulados que hacen parte de la Demanda Esencial. En ese caso, el usuario no regulado que hace parte de la Demanda Esencial o quien lo represente, podrá participar en la subasta (o mecanismos de comercialización que establezcan los vendedores de las fuentes de suministro no sujetas de los mecanismos de comercialización establecidas por la CREG) para que, siguiendo el procedimiento de la subasta, participe de las cantidades ofertadas.

Es importante aclarar que dichas cantidades no fueron descontadas por el Gestor del Mercado de Gas para ser distribuidas entre los vendedores, por lo que no les aplica el precio de cierre de la subasta, considerando que no debieron ser reportadas por los compradores en las cantidades requeridas declaradas en la segunda ronda (segunda instancia) al Gestor del Mercado. De este modo, la demanda no regulada que hace parte de la Demanda Esencial tiene la flexibilidad de que, o bien se le reservan las cantidades necesarias para ser atendida con el precio de cierre de la subasta, para lo cual deben reportar esas cantidades en la segunda ronda (segunda instancia) de declaración, o de participar en la subasta de forma activa pudiendo decidir hasta qué precio pretenden adquirir el gas. En todo caso es de tenerse en cuenta el riesgo que se corre cuando no se declaran cantidades requeridas para la Demanda Esencial de usuarios no regulados en la segunda instancia de declaración al Gestor del Mercado: es posible que las cantidades ofertadas por lo vendedores ni siquiera sean suficiente para atender la Demanda Esencial requerida, y por tanto, no hay lugar a subasta.

Por otro lado, con la propuesta de usar la figura del “*trimestre estándar de negociación*” se busca, además de armonizar con la misma figura en el esquema de la comercialización de la capacidad de transporte y el cronograma periódico de dicho esquema, armonizar con la duración mínima de los contratos de duración de plazo igual o superior a un trimestre estándar y con un plazo adecuado lo más cercano posible al inicio del suministro en el trimestre inmediatamente siguiente.

Es necesario resaltar para todo lo anterior que en el Artículo 2.2.2.2.22 del Decreto 1073 de 2015¹² se obliga a la actualización de la declaración de producción inmediatamente se surta un procedimiento de comercialización. En este sentido, ya sea que se adelante una negociación directa en cualquier momento del año o cualquier otro mecanismo establecido por la Comisión, que implique una modificación de PTDV, esta debe cumplir con dicha actualización. Si lo que se modifica es la PTDV en la declaración trimestral sin modificarse la PTDV declarada, para ello no requiere modificar la declaración de producción pues dicha declaración no incluye PTDV.

Asimismo, como ya se mencionó anteriormente, se propone establecer la figura del “*punto de referencia*” con el fin de determinar cada una de las referencias para la realización de los

¹² “ARTÍCULO 2.2.2.2.22. Actualización de la declaración de producción. Todos los productores, los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado obligados a declarar conforme a lo previsto en el presente Decreto, deberán actualizar su declaración exponiendo y documentando las razones que la justifican, por variación en la información disponible al momento de la declaración y/o inmediatamente se surta un procedimiento de comercialización, conforme a lo previsto en este Decreto.” (subrayado con resaltado fuera de texto).

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

balances comerciales de periodicidad trimestral que debe realizar el Gestor del Mercado de Gas. Puede un punto de referencia agregar uno o varios puntos de entrega del suministro, o puntos de entrada al SNT, en razón a que, en algunos de los contratos que contienen una o varias fuentes de suministro, se ha observado la situación en la que el contrato prevé un solo precio de suministro y varios puntos de entrega, sin que el precio del suministro cambie dependiendo del punto de entrega.

Es posible que un vendedor del Mercado Primario pueda, para un mismo punto de referencia que cuenta con diversas fuentes de suministro, ofrecer precios diferentes dependiendo de la fuente de suministro, ya sea en las negociaciones directas o en las subastas (como precio de reserva) en caso de ser realizadas.

Es muy importante que los mecanismos de comercialización de los Vendedores que cuentan con las fuentes de suministro que pueden de manera directa negociar y registrar los contratos de suministro en cualquier momento del año, cumplan con unos principios generales regulatorios que los orienten, a efectos de que el resultado de su aplicación permita considerar que los precios arrojados han de considerarse eficientes y que las conductas adelantadas por vendedores y compradores estén dirigidas a que el mercado mayorista funcione de manera eficiente y sin distorsiones. En este sentido, se están especificando dichos principios generales que son los mismos establecidos para las subastas de las modalidades contractuales C1 y C2 que aparecen en el actual Anexo 4 de la Resolución CREG 186 de 2020, que son los siguientes:

- a) Eficiencia: el desarrollo del mecanismo de mercado conducirá a la formación de precios eficientes de cada uno de los productos.
- b) Publicidad: se garantizará mediante la publicación obligatoria en la página web de cada vendedor.
- c) Neutralidad: el diseño del mecanismo de mercado y el reglamento del mismo no permitirán, inducirán o adoptarán prácticas de discriminación indebida en contra de alguno de los participantes.
- d) Simplicidad y transparencia: el mecanismo de mercado será claro, explícito y constará por escrito, de tal forma que pueda ser comprendido sin duda ni ambigüedad.
- e) Objetividad: los criterios de adjudicación del mecanismo de mercado serán claros e imparciales.

Es importante tener en cuenta que se propone que en el trimestre siguiente a la entrada en vigencia de la resolución definitiva, se llevará a cabo un ejercicio obligatorio de simulación de prueba del procedimiento de balances comerciales, pero que no es el único que pueda avanzar el Gestor del Mercado. Lo anterior con el fin de evidenciar que el desarrollo detallado de dichos balances comerciales está incorporado tal como se define en la propuesta de resolución y para facilitar a los agentes que participan en el mercado mayorista que entienden perfectamente el esquema propuesto antes de ser implementado.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

4.12 Negociaciones de contratos con interrupciones

Como complemento a la propuesta de eliminar las subastas mensuales de contratos con interrupciones presentada inicialmente en el presente capítulo, se propone que los Vendedores del Mercado Primario puedan avanzar negociaciones directas para pactar y registrar posteriormente los contratos con interrupciones, independientemente del tipo de fuente de suministro. Como ya se mencionó, se mantendrán las mismas flexibilidades dadas a los Vendedores del Mercado Secundario para negociar esa modalidad de contratos. En el caso de los Vendedores del Mercado Primario tendrán ciertas restricciones, con lo que se busca que los Vendedores del Mercado Secundario cuenten con mayor posibilidad de vender aquellas cantidades de gas de contratos de suministro con garantía de firmeza suscritos en el Mercado Primario que eventualmente no utilicen (no nominen), pero que a pesar de ello deben pagar al vendedor del Mercado Primario.

Las restricciones que se proponen a los Vendedores del Mercado Primario para la oferta de cantidades mediante contratos con interrupciones que aplicarán solamente a los campos de producción que no pueden negociar de manera directa en cualquier momento del año el suministro de gas:

- i.) El contrato tendrá una duración mensual;
- ii.) El contrato podrá ser negociado y registrado ante el Gestor del Mercado de Gas en cualquier momento del mes anterior al mes de ejecución.

En cuanto a las cantidades a contratar se propone que éstas podrán ser superiores a la declaradas al Ministerio de Minas y Energía en el Potencial de Producción, sin que dichas cantidades sumadas entre todos los contratos con interrupciones puedan superar en el momento de registro del contrato ante el Gestor del Mercado de Gas, para cada fuente de suministro en un mismo período de ejecución contractual, el mayor valor de la comparación entre el ciento cincuenta por ciento (150%) de la PTDV declarada al Ministerio para dicha fuente que se encuentre vigente al momento de realizar los cálculos, y el veinte por ciento (20%) del valor de las cantidades contratadas de tipo firme o con garantía de firmeza vigentes al momento de realizar los cálculos. Los topes máximos anteriores tienen por objeto evitar excesivas cantidades de contratación con interrupciones, pero facilitando que no quede atrapado gas por un comprador que no ejecuta el contrato con interrupciones de gas que se encuentra disponible para despacho, cuando eventualmente podrá haber otros agentes que desean contratar mediante esta modalidad y no encuentran oferta para ello.

Para la propuesta se tiene en cuenta dos aspectos:

- i.) En la definición de la Producción Comprometida de un Productor – PC incluida en el Decreto 1073 de 2015, se establece que:

*“Producción Comprometida de un Productor- PC: Cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor tiene comprometidas para la venta **mediante contratos de suministro firmes o que garanticen firmeza**, para cada campo o en un punto de entrada al SNT. Incluye, además, el consumo de gas por productores establecido en el artículo 2.2.2.2.21 de este Decreto.”* (subrayado con resaltado fuera de texto).

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

- iii.) En la definición Potencial de Producción de gas natural de un campo determinado, del mismo Decreto, se establece que:

“Potencial de Producción de gas natural de un campo determinado - PP: (...) El PP de un campo corresponde a la suma de la PC, la PTDV y el Gas Natural de Propiedad del Estado.”

Es decir que para la distribución del potencial de producción no se tienen en cuenta las cantidades comprometidas en contratos del tipo interrumpible y, por tanto, la PTDV no se reduce con base en las cantidades contratadas mediante la modalidad de contratos con interrupciones.

A modo de ejemplos de aplicación de la regla anterior, se plantean los siguientes, para lo cual se debe tener en cuenta la definición de PC establecida en el Artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015¹³:

- 1.) Una fuente de suministro tiene en la última declaración presentada al MME al momento del cálculo para el registro ante el Gestor del Mercado de Gas del contrato con interrupciones para el registro ante el Gestor del Mercado de Gas del contrato con interrupciones, para el mes de noviembre de 2022, lo siguiente (en el que en las cantidades aparecen los valores agregados del Productor y del ESTADO):

PTDV: 0 GBTUD

PC – Contratos suministro consumo interno: 34,357 GBTUD

Contratos con garantía de firmeza: 30,000 GBTUD

Consumo propio: 4,357 GBTUD

PC – Exportaciones: 0 GBTUD

PC – Refinería de Barrancabermeja: 0 GBTUD

PC – Refinería de Cartagena: 12,300 GBTUD

PP (DECLARADO POR EL OPERADOR DEL CAMPO): 46,657 GBTUD

GAS OPERACIÓN (DECLARADO POR EL OPERADOR DEL CAMPO): 8,757 GBTUD

CIDV: 0 GBTUD

Entonces el cálculo que se realiza es el siguiente:

- $150\% \times 0 \text{ GBTUD} = 0 \text{ GBTUD}$
- $20\% \times 30,000 \text{ GBTUD} = 6,000 \text{ GBTUD}$

En este caso, el vendedor podrá tener contratado como máximo, en contratos con interrupciones para ser ejecutados en el mes de noviembre de 2022, hasta 6,000 GBTUD.

- 2.) Una fuente de suministro tiene en la última declaración presentada al MME al momento del cálculo para el registro ante el Gestor del Mercado de Gas del contrato con interrupciones, para el mes de noviembre de 2022, lo siguiente (en el que en las cantidades aparecen los valores agregados del Productor y del ESTADO):

¹³ “Producción Comprometida de un Productor- PC: Cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor tiene comprometidas para la venta mediante contratos de suministro firmes o que garanticen firmeza, para cada campo o en un punto de entrada al SNT. Incluye, además, el consumo de gas por productores establecido en el artículo 2.2.2.2.21 de este Decreto.” (subrayado con resaltado fuera de texto).

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

PTDV: 30,000 GBTUD
PC – Contratos suministro consumo interno: 4,357 GBTUD
 Contratos con garantía de firmeza: 0 GBTUD
 Consumo propio: 4,357 GBTUD
PC – Exportaciones: 0 GBTUD
PC – Refinería de Barrancabermeja: 0 GBTUD
PC – Refinería de Cartagena: 12,300 GBTUD
PP (DECLARADO POR EL OPERADOR DEL CAMPO): 46,657 GBTUD
GAS OPERACIÓN (DECLARADO POR EL OPERADOR DEL CAMPO): 8,757 GBTUD
CIDV: 0 GBTUD

Entonces el cálculo que se realiza es el siguiente:

- $150\% \times 30,000 \text{ GBTUD} = 45,000 \text{ GBTUD}$
- $20\% \times 0 \text{ GBTUD} = 0 \text{ GBTUD}$

En este caso, el vendedor podrá tener contratado como máximo en contratos con interrupciones para ser ejecutados en el mes de noviembre de 2022, hasta 45,000 GBTUD.

En el caso de los vendedores del mercado secundario se propone una limitación similar a las cantidades que se negocian en el mercado secundario bajo esta modalidad de contratación. Las cantidades que podrán ser contratadas mediante contratos con interrupciones para los vendedores del mercado secundario, podrán ser hasta por el mayor valor resultante de comparar: i.) El veinte por ciento (20%) de la cantidad de los derechos de suministro comprados en el mercado primario y en el mercado secundario, que se encuentran registradas ante el Gestor del Mercado a la fecha de registro del contrato con interrupciones, mediante contratos firmes o que garantizan firmeza para el mismo período de ejecución del contrato con interrupciones que se desea registrar; y, ii.) El ciento por ciento (100%) de la cantidad contratada mediante contratos con interrupciones en el mercado primario y en el mercado secundario, que se encuentran registradas ante el Gestor del Mercado a la fecha de registro del contrato con interrupciones para el mismo período

Por otro lado, para la debida ejecución de dichos contratos se deberán tener en cuenta las siguientes obligaciones:

- a) No se podrán autorizar nominaciones diarias de cantidades de suministro que superen el PP mensual declarado al MME;
- b) El procedimiento y los criterios para la autorización y confirmación de solicitudes de nominación de suministro a los Compradores de esta modalidad será determinado por cada vendedor para sus fuentes de suministro y sus Puntos de Entrega.
- c) Los Vendedores del Mercado Primario y del Mercado Secundario deben asegurar la neutralidad y evitar tratos discriminatorios entre Compradores en el procedimiento y criterios para la autorización y confirmación de solicitudes de nominación.

- d) El procedimiento y los criterios para la autorización de nominación de suministro bajo esta modalidad serán de conocimiento público de los contratantes actuales y potenciales Compradores a través de su página web.

4.13 Declaración de contrato de consumo propio de los productores-comercializadores y mecanismos de comercialización ante eventos de fuerza mayor

En función de lo establecido en el literal b) del Artículo 2.2.2.2.42 del Decreto 1073 de 2015¹⁴ y concordante con la propuesta de permitir la suscripción de contratos de suministro de duración semanal de parte de los productores-comercializadores cuando se presenten eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña que impliquen un menor consumo propio en refinerías al previsto de acuerdo con lo establecido en el Artículo 2.2.2.2.20 del Decreto 1073 de 2015¹⁵, se propone que los productores – comercializadores tengan la obligación de registrar ante el Gestor del Mercado de Gas los contratos o arreglos comerciales que se suscriban o pacten para atender dichos consumos propios en refinerías. Para ello deben aportar la información con el mismo nivel de detalle que se dispone en el Anexo establecido en la propuesta de resolución para cualquier contrato del Mercado Primario que se desea registrar.

La propuesta anterior no implica que el contrato o arreglo comercial del suministro de gas natural para consumo propio en refinerías del productor-comercializador deba cumplir la regulación que se establece al respecto en el Mercado Primario.

Derivado de las propuestas mencionadas, en caso de no registrarse ante el Gestor del Mercado de Gas los contratos o arreglos comerciales de suministro para consumo propio en refinerías, el productor-comercializador no podrá negociar contratos de suministro de gas en el Mercado Primario de las cantidades de gas natural que surjan ante los efectos de los eventos mencionados.

4.14 Información sobre las nominaciones diarias de suministro de gas natural

Con el fin de obtener la información suficiente para que el Gestor del Mercado de Gas pueda determinar información relevante del destino final del gas natural que es nominado o renominado diariamente a los productores-comercializadores y a los comercializadores de gas importado, se propone requerir a los agentes que entreguen la información al Gestor del Mercado de Gas. Se considera que esta información debe existir hoy en día necesariamente y no implica operaciones

¹⁴ “b) Señalar la información que será declarada por los participantes del mercado y establecer los mecanismos y procedimientos para obtener, organizar, revisar y divulgar dicha información en forma oportuna para el funcionamiento del mercado mayorista de gas natural”.

¹⁵ “ARTÍCULO 2.2.2.2.20. Consumo de gas natural por productores. El productor o productor-comercializador declarará en los términos previstos en el artículo siguiente las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, de las que sea propietario y que sean destinadas para su propio consumo. PARÁGRAFO. Si las cantidades de gas natural declaradas en este artículo llegaran a ser ofrecidas para la venta por el productor o por el productor-comercializador, total o parcialmente, estas se someterán a los mecanismos y procedimientos de comercialización de que trata el artículo 2.2.2.2.24 de este Decreto.”

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

o cargas adicionales significativas a las que actualmente deben desarrollar autónomamente los agentes.

4.15 Información sobre nominaciones de suministro de gas:

Los comercializadores y usuarios no regulados, Compradores en el Mercado Primario, deberán declarar al Gestor del Mercado de Gas la información de nominación para el día de gas, por cada contrato registrado. Para lo anterior, el Gestor del Mercado de Gas definirá la información específica a entregar, el momento oportuno para hacerlo, el medio y los formatos para la declaración de la información señalada, para lo cual el Gestor del Mercado presentará una propuesta dentro del mes siguiente a la entrada en vigencia de la presente Resolución, la cual debe ser adoptada por la CREG mediante resolución aparte.

4.16 Información sobre renominaciones de suministro de gas

Los comercializadores y usuarios no regulados, Compradores en el Mercado Primario, deberán declarar al Gestor del Mercado de Gas la información de renominaciones del día de gas, por cada contrato registrado. Para lo anterior, el Gestor del Mercado de Gas definirá la información específica a entregar, el momento oportuno para hacerlo, el medio y los formatos para la declaración de la información señalada, para lo cual el Gestor del Mercado presentará una propuesta dentro del mes siguiente a la entrada en vigencia de la presente Resolución, la cual debe ser adoptada por la CREG mediante resolución aparte.

4.17 Requisitos de contratos de suministro para plantas térmicas con OEFs y con combustible principal gas natural

Todos los contratos de suministro que se destinen por los Participantes del Mercado Primario para la atención de Obligaciones de Energía en Firme, OEF, de las plantas Termoeléctricas, deben contar con Respaldo Físico, y para poder suscribir dichos contratos se deberá declarar, detallar y motivar el Respaldo Físico exigido.

Se considera necesario dar señales a los usuarios del sector termoeléctrico de modo que contraten el suministro de gas importado con Respaldo Físico, con la posibilidad para estos agentes de suscribir contratos de largo plazo y así mantener disponible las infraestructuras de regasificación para el aseguramiento del abastecimiento.

4.18 Registro de contratos sin necesidad de haber usado el MADE

Con el fin de flexibilizar la negociación de los participantes del mercado primario con respecto a campos en exploración que se encuentran en pruebas o que no han declarado comercialidad, se propone un esquema de gestión contractual que permita a los vendedores eventualmente suscribir con los compradores que atiendan cualquier tipo de sector de consumo de gas natural así no estén incluidas en la Demanda Esencial, y registrar contratos mediante modalidades particulares adecuadas para la condición del campo en el momento de la suscripción y registro. Lo anterior bajo el supuesto de que dichos campos no tienen declaradas Reservas de Gas Natural al momento en que suscriben los contratos particulares.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

En desarrollo de lo anterior, los productores-comercializadores podrían suscribir contratos de suministro con compradores del mercado primario por fuera de las modalidades contractuales establecidas en la propuesta de Resolución, en los que se puede establecer entre otros, compromisos de un suministro firme o con garantía de firmeza dado el cumplimiento de la condición de que el campo declare posteriormente comercialidad, declare reservas y cuente con potencial de producción disponible para la venta (PTDV). Los contratos suscritos deberán registrarse ante el Gestor del Mercado, con la información que en ese momento sea posible determinar de acuerdo con el Anexo 1 de la propuesta.

Una vez declarada la comercialidad del campo de producción, en caso de que se dé, las partes del contrato previamente registrado ante el Gestor del Mercado deberán registrar un nuevo contrato, que es resultado del contrato inicialmente registrado ante el Gestor del Mercado antes de la declaración de comercialidad. Sin embargo, esta vez de acuerdo con las modalidades contractuales establecidas por la CREG vigentes para contratos firmes o con garantía de firmeza. Lo anterior sin necesidad de que el productor-comercializador declare al Gestor del Mercado, dentro del MADE, las cantidades que se han viabilizado con la declaración de comercialidad del campo como oferta para venta en firme, ni que el comprador declare el Gestor del Mercado dentro del MADE las cantidades de compra que se comprometieron en el contrato que se registra bajo la modalidad CREG.

4.19 Ecuaciones de actualización periódica de los precios iniciales

Se proponen ajustes a las fórmulas actualmente vigentes para la actualización de precios en contratos de duración multitrimestral, en varios sentidos que tienen por objetivo viabilizar contratos de mayor plazo sin que al riesgo de establecer inicialmente unos índices de precios que eventualmente dejan de ser verdaderos referentes y puedan afectar el equilibrio contractual de alguna de las partes, lleven a terminar los contratos de manera anticipada o a suscribirlos de muy corto plazo. Del mismo modo, en reconocimiento de la flexibilidad que se considera necesario dar para el caso del gas natural que se obtiene en el exterior en mercados internacionales de gas natural licuado particularmente:

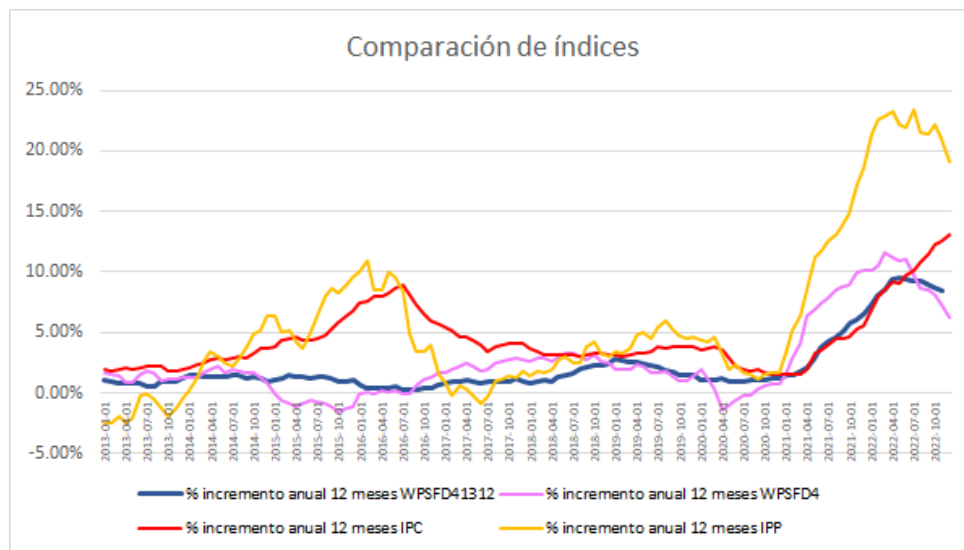
- Deja de ser obligatorio la aplicación de las fórmulas de actualización establecidas en el Anexo, tanto para contratos vigentes como para contratos nuevos, en donde ello hubiese así determinado por las condiciones del contrato y de la regulación.
- Se deja una sola fórmula de actualización de precios a aplicar en contratos de duración mayor a un año, cuya aplicación podrá ser pactada entre las partes en forma voluntaria, permitiéndose que se establezcan en el contrato de suministro diferentes ecuaciones de actualización, incluso para contratos de duración menor a un año sin que en ningún caso la actualización se pueda realizar en período menores a un trimestre estándar. En todo caso, si las partes del contrato no se ponen de acuerdo en la utilización de fórmulas diferentes a las establecidas en el Anexo de la propuesta, se deberán entonces aplicar las fórmulas de actualización y condiciones establecidas en el Anexo con un factor Beta β igual a cero.
- Para los precios resultantes de la asignación de cantidades mediante la subasta centralizada establecida en la Resolución que se desarrolla cuando hay trimestres deficitarios, la actualización de los precios de cierre se hará con base en la fórmula propuesta en el Anexo, con un factor Beta β igual a cero.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

- Se propone permitir que las partes de los contratos puedan acordar modificaciones al precio inicial del contrato registrado ante el Gestor del Mercado, o a las ecuaciones para la actualización de los precios en forma periódica, siempre y cuando la modificación del contrato registrado ante el Gestor del Mercado no tenga la capacidad, el propósito o el efecto de ir en detrimento de los derechos e intereses de los usuarios, así como alterar los propósitos y principios establecidos en la propuesta de resolución.
- El vendedor debe ofrecer a todos los compradores que suscribieron contratos de un mismo proceso de concurrencia, cualquier propuesta de cambio de fórmulas de actualización de precios, la que podrá ser aceptada por uno o varios de los compradores, sin que ello obligue a su aplicación con los demás compradores.
- En Resolución aparte la CREG definirá a los comercializadores que atienden la demanda regulada, las condiciones de traslado de los costos incurridos en la contratación del suministro de gas, derivados de los precios pactados y/o de las ecuaciones de actualización de los precios pactados en los contratos registrados ante el Gestor del Mercado.
- Uno de los índices de precios que se utiliza en la propuesta con respecto a la fórmula vigente, se modifica, pasando de ser el actual índice de precios al Productor de los Estados Unidos de América, Item: general, serie WPSFD4 al propuesto índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, Item: Private capital equipment, serie WPSFD41312 publicada por el Bureau of Labor Statistics. Lo anterior considerando que dicho índice refleja de una manera más estable la variación de costos que puede tener un productor-comercializador para la extracción, procesamiento y transporte de gas hasta un punto de entrada del SNT, o para entrega como GNC o como GNL, en los diferentes períodos de tiempo futuros de ejecución del contrato, así como para reducir la volatilidad que enfrenta el comprador del contrato. Para ello se realizó un ejercicio comparativo cuyos resultados se observan en las siguientes Figura 30 y Figura 31, en que se presentan los incrementos mensuales, con respecto al mes duodécimo anterior, hasta el mes de diciembre de 2022:

Figura 30 Comparación de incrementos porcentuales de índices de precios



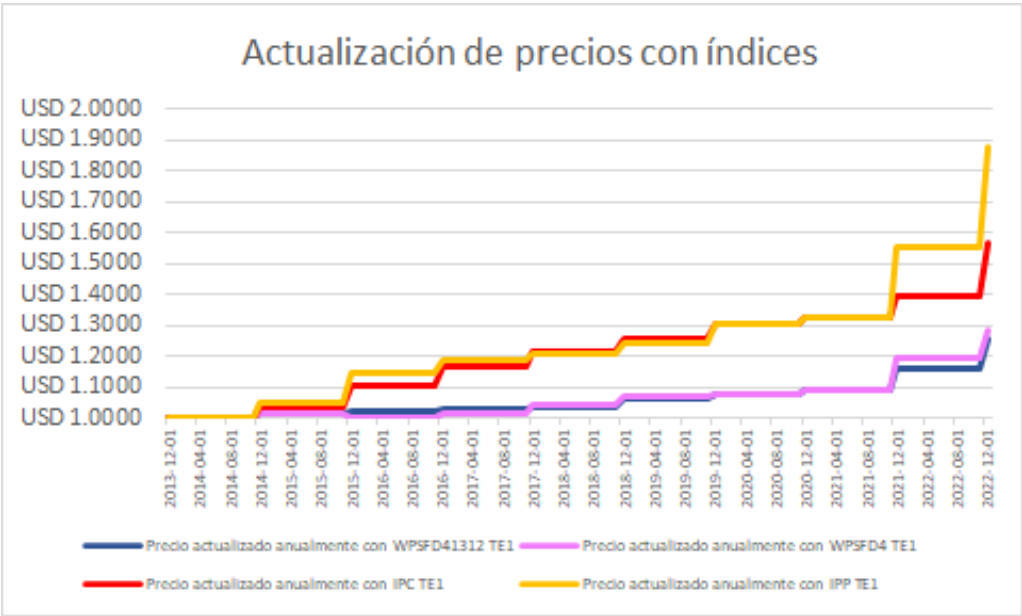
D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

En la Figura 30 se puede observar la alta variación que se refleja en los índices de precios nacionales IPC e IPP que presentan comportamientos en general similares, incrementándose o reduciéndose en los mismos momentos. Asimismo, se observa que los índices de precios actualmente usados y el propuesto, son más estables, menos volátiles, destacándose que el propuesto es más estable aún que el actualmente utilizado para la actualización de precios de los contratos multianuales.

En la Figura 31 se observa el precio a diciembre de 2022 que hubiese resultado de actualizar anualmente el precio de contratos de suministro de tipo firme, con cada uno de los índices mencionados, a partir de un valor asumido solo para facilitar la comparación, de USD 1/MBTU en diciembre de 2013.

Figura 31 Comparación de variaciones de precios con aplicación de diferentes índices



El índice propuesto es publicado periódicamente y reflejan los dos subíndices FD413121 y FD413122 que contienen los productos que no tendrán más procesamiento y que son utilizados para manufacturar otros bienes en el sector manufacturero y no manufacturero, que además se distinguen por el hecho de que son amortizados durante sus vidas útiles.

En todo caso se debe tener en cuenta por los agentes que el Gobierno Nacional está evaluando actualmente otros índices de precios que puedan o deban ser utilizados en las ecuaciones de actualizaciones de precios del sector energético, tanto de energía eléctrica como de gas combustible. Una vez establecidos esos índices, los mismos podrán ser parte de la resolución definitiva que eventualmente se apruebe.

Finalmente, se propone que un contrato que se suscriba entre un mismo vendedor y un mismo comprador para una misma fuente de suministro, pueda registrarse inicialmente con base en trimestres de suministro negociados directamente y modificarse en el mismo trimestre de

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

negociación, con base en las asignaciones de subasta realizados en ese mismo trimestre de negociación.

Se proponen como ejemplo, la siguiente **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, Figura 33 y Figura 34. En la Figura 32 se negoció un contrato de suministro cuya ejecución inicia en el siguiente trimestre (primer trimestre estándar de ejecución 1TS), cuyo precio de negociación fue de USD 5/MBTU, siendo negociados en formas directa los siguientes 16 trimestres de suministro. Además, se pactaron ecuaciones de actualización anual:

Figura 32 Ejemplo de actualización de precios – negociaciones directas

Trimestre de negociación TN, Trimestre de suministro TS		Precio de negociación directa	Factor de actualización a aplicar	Precio efectivo para el trimestre de suministro
TN	diciembre 2023 a febrero 2024	USD 5.00		
1TS	marzo 2024 a mayo 2024		1.00	USD 5.00
2TS	junio 2024 a agosto 2024		1.00	USD 5.00
3TS	septiembre 2024 a noviembre 2024		1.00	USD 5.00
4TS	diciembre 2024 a febrero 2025		1.00	USD 5.00
5TS	marzo 2025 a mayo 2025		1.02	USD 5.10
6TS	junio 2025 a agosto 2025		1.02	USD 5.10
7TS	septiembre 2025 a noviembre 2025		1.02	USD 5.10
8TS	diciembre 2025 a febrero 2026		1.02	USD 5.10
9TS	marzo 2026 a mayo 2026		1.03	USD 5.25
10TS	junio 2026 a agosto 2026		1.03	USD 5.25
11TS	septiembre 2026 a noviembre 2026		1.03	USD 5.25
12TS	diciembre 2026 a febrero 2027		1.03	USD 5.25
13TS	marzo 2027 a mayo 2027		1.01	USD 5.31
14TS	junio 2027 a agosto 2027		1.01	USD 5.31
15TS	septiembre 2027 a noviembre 2027		1.01	USD 5.31
16TS	diciembre 2026 a febrero 2027		1.01	USD 5.31

En la Figura 33 se negoció un contrato de suministro cuya ejecución inicia dos años después (primer trimestre estándar de ejecución 1TS), cuyo precio de negociación fue de USD 5/MBTU, siendo negociados en formas directa los siguientes 8 trimestres de suministro. Además, se pactaron ecuaciones de actualización anual:

Figura 33 Ejemplo de actualización de precios – negociaciones directas

Trimestre de negociación TN, Trimestre de suministro TS		Precio de negociación directa	Factor de actualización a aplicar	Precio efectivo para el trimestre de suministro
TN	diciembre 2023 a febrero 2024	USD 5.00		
			1.00	
			1.00	
			1.00	
			1.00	
			1.02	
			1.02	
			1.02	
			1.02	
1TS	marzo 2026 a mayo 2026		1.03	USD 5.25
2TS	junio 2026 a agosto 2026		1.03	USD 5.25
3TS	septiembre 2026 a noviembre 2026		1.03	USD 5.25
4TS	diciembre 2026 a febrero 2027		1.03	USD 5.25
5TS	marzo 2027 a mayo 2027		1.01	USD 5.31
6TS	junio 2027 a agosto 2027		1.01	USD 5.31
7TS	septiembre 2027 a noviembre 2027		1.01	USD 5.31
8TS	diciembre 2026 a febrero 2027		1.01	USD 5.31

En la Figura 34 se negoció un contrato de suministro cuya ejecución inicia en el siguiente trimestre (primer trimestre estándar de ejecución 1TS), cuyo precio de negociación fue de USD 5/MBTU, siendo negociados en formas directa 13 de los siguientes 16 trimestres de suministro y asignados en subasta los otros 3 trimestres de suministro con un precio de cierre de USD 6/MBTU. Además, se pactaron ecuaciones de actualización anual que son idénticas entre la negociación directa y la subasta:

Figura 34 Ejemplo de actualización de precios – negociaciones directas y subasta

Trimestre de negociación TN, Trimestre de suministro TS		Precio de negociación directa para el primer trimestre de ejecución	Precio de asignación por subasta	Factor de actualización a aplicar	Precio efectivo para el trimestre de suministro
TN	diciembre 2023 a febrero 2024	USD 5.00	USD 6.00		
1TS	marzo 2024 a mayo 2024			1.00	USD 5.00
2TS	junio 2024 a agosto 2024			1.00	USD 5.00
3TS	septiembre 2024 a noviembre 2024			1.00	USD 5.00
4TS	diciembre 2024 a febrero 2025			1.00	USD 5.00
5TS	marzo 2025 a mayo 2025			1.02	USD 5.10
6TS	junio 2025 a agosto 2025			1.02	USD 5.10
7TS	septiembre 2025 a noviembre 2025			1.02	USD 5.10
8TS	diciembre 2025 a febrero 2026			1.02	USD 6.12
9TS	marzo 2026 a mayo 2026			1.03	USD 6.30
10TS	junio 2026 a agosto 2026			1.03	USD 5.25
11TS	septiembre 2026 a noviembre 2026			1.03	USD 5.25
12TS	diciembre 2026 a febrero 2027			1.03	USD 5.25
13TS	marzo 2027 a mayo 2027			1.01	USD 5.31
14TS	junio 2027 a agosto 2027			1.01	USD 5.31
15TS	septiembre 2027 a noviembre 2027			1.01	USD 5.31
16TS	diciembre 2026 a febrero 2027			1.01	USD 6.37

4.20 Reglamento de la subasta de cantidades para trimestres deficitarios

Con el fin de resolver la asignación del gas natural cuando se presentan trimestres deficitarios en alguno de los veinte (20) trimestres siguientes al trimestre de negociación y existan cantidades disponibles para la comercialización después de haberse realizado los descuentos de cantidades para atender la demanda esencial requerida informada por los compradores en la segunda instancia de declaración al Gestor del Mercado, se establece la subasta como mecanismo de comercialización, para la asignación de dichas cantidades disponibles en los caso en que las fuentes de suministro deben sujetarse a los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG.

La subasta que se propone es idéntica a la adoptada y reglamentada inicialmente mediante el Anexo 5 de la Resolución CREG 089 de 2013, que fue posteriormente adaptada en el Anexo 5 de la Resolución CREG 114 de 2017 y actualmente vigente como Anexo 4 de la Resolución CREG 186 de 2020, para la asignación anual de los contratos de las modalidades C1 y C2.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Se debe tener en cuenta que para la subasta de cantidades de los contratos con modalidad OCG, se establece el valor de pago mínimo o de la prima de la opción en cero coma sesenta y cinco (0,65) dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, valor obtenido siguiendo el mismo criterio que en su momento se tuvo para el valor establecido en la Resolución CREG 089 de 2013. Con ese valor, en la subasta se negociarán los precios del gas de las cantidades para los trimestres deficitarios, por lo que básicamente se propone que durante la subasta se incremente gradualmente el precio del gas y no el de la prima de la opción.

Por lo demás, los únicos cambios a lo establecido en el Anexo 5 de la Resolución CREG 089 de 2017, tiene que ver con la duración del producto, que es de un solo semestre, y la modalidad contractual, que podrán ser CF95, OCG y CFC.

4.21 Información de oferta y demanda para negociaciones directas en el Mercado Secundario

Con el fin de dar mayor transparencia a la información para las negociaciones directas de los contratos de suministro del Mercado Secundario y ante la poca trazabilidad que se tiene al respecto actualmente, se propone tal como fue analizado y recomendado en su momento (Designing and Structuring the Secondary Market, Short term Markets and their Management Mechanisms Task 6 Report) que la información de ofertas de vendedores y ofertas de compradores sea informada previo a las negociaciones directas, de manera obligatoria al Gestor del Mercado y publicada oportunamente por este último para conocimiento de todos los agentes.

Lo anterior no limita la situación dada en que, a través de la publicación de la información por el Gestor del Mercado, no se obtienen contrapartes de negociación directa, por lo que a partir de ello los agentes podrán acudir a otras plataformas tecnológicas.

4.22 Otros aspectos de la propuesta

- a) Se establece en forma explícita la obligación de los comercializadores que atienden usuarios finales del servicio público domiciliario de gas combustible, para que obtengan el suministro de gas natural siguiendo las disposiciones contenidas en la Resolución, y no se utilicen otros mecanismos de obtención del suministro que no cumplen con las reglas establecidas por la CREG.
- b) Se establece en forma explícita el requisito de contar con Respaldo Físico para acordar y registrar ante el Gestor del Mercado en el Mercado Primario, los contratos firmes o con garantía de firmeza diferentes a la de contratos con interrupciones.
- c) Se modifican varias definiciones, entre ellas la de mercado mayorista de gas natural, de tal manera que no quede duda de que el mercado minorista no es parte de dicho mercado mayorista.
- d) Se incluyen varias definiciones, entre ellas la de Fuente de Suministro, Gas Natural, Gas Natural Comprimido, Gas Natural Licuado, Infraestructura de Importación, Punto de Referencia, Punto de importación, Trimestre Estándar, con lo que se busca dar la mayor claridad a la aplicación de dichos términos en la regulación establecida o por establecer del mercado mayorista de gas natural.

- e) Se incluyen varias obligaciones específicas al Gestor del Mercado de Gas a cumplir bajo los nuevos esquemas establecidos en la propuesta de Resolución y en consideración a procedimientos y mecanismos de comercialización actualmente vigentes que se propone eliminar de la regulación.
- f) Se establece en forma explícita la obligación de los comercializadores de dar cumplimiento de la presentación de aviso de inicio de actividades del comercializador, previo al registro de los contratos ante el Gestor del Mercado de Gas.
- g) Se incluye texto específico en cuanto a que los campos en pruebas o sin declaración de comercialidad no pueden registrar contratos en modalidades que requieren Respaldo Físico, a menos que hayan certificado reservas probadas y/o probables ante la ANH para la fuente de suministro utilizada en el contrato.
- h) Se establece la condición de que solamente se puede incluir una fuente de suministro en un contrato de suministro, para que pueda utilizarse el mecanismo de negociación directa y se pueda registrar el contrato en cualquier momento del año.
- i) Se proponen ajustes a algunos de los indicadores del Mercado Primario, con el fin de armonizar las medidas propuestas con los indicadores vigentes establecidos actualmente en el numeral 7 del Anexo 1 de la Resolución CREG 186 de 2020. Con estos indicadores se espera obtener información más precisa agregada de los vendedores y de los compradores en dicho mercado, que no solo sirva de referencia para los participantes del Mercado sino también de referencias para evaluar el cumplimiento de la regulación por parte de las entidades de vigilancia y control.
- j) Se incluyen indicadores de desempeño del Mercado Secundario que actualmente no existen en la regulación.
- k) Se aclara que en el caso de la aplicación de campos sin declaración de comercialidad, se debe tener en cuenta que se trata de campos que están en etapa de evaluación de la comercialidad de hallazgos de gas natural.

5 ANÁLISIS DE IMPACTOS

Las propuestas contienen varias medidas que aumentan la flexibilidad de las reglas de la comercialización de gas natural en el Mercado Primario, así como con textos más explícitos y detallados en la aplicación de algunas de las normas que pudiesen resultar con diversas interpretaciones, de modo que los agentes Vendedores y Compradores tengan total claridad en aspectos que recientemente han surgido, no previstos en su totalidad en la regulación vigente y que potencialmente resultan en mayores costos de transacción. No se cuenta con un método estándar para la cuantificación o estimación de dichos ahorros en los costos de transacción derivados de cada una de las flexibilidades que se proponen ni de compararlos entre las mismas empresas que participan en el mercado mayorista; sin embargo, dicha flexibilización se da en el mismo sentido que los agentes lo han comentado y propuesto luego del proceso de consulta del documento CREG 049 de 2021. El Gestor del Mercado presentará un análisis sobre la implementación de las medidas de ajuste propuestas para evaluar su efectividad y eficacia para la dinamización del mercado mayorista de gas así como del MADE como mecanismo para el

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

aseguramiento en el corto mediano y largo plazo del suministro de gas para la Demanda esencial, primordialmente.

Las propuestas presentadas pueden plantear costos en cuanto a la familiarización de los agentes y las necesidades de planeación para cumplir con algunas de ellas. En cuanto a aspectos de información operativa y comercial que se está requiriendo en algunas de las propuestas y costos de cumplimiento, se considera que la gran mayoría de ellas ya se está produciendo al interior de los agentes, solamente que hoy en día no se informa al Gestor del Mercado de Gas. Mediante la publicación del documento CREG D-049 de 2021, en el que ya se hacía una mención general de varias de las propuestas incluidas en el presente documento de soporte en el presente documento, así como con la realización de uno o varios talleres, y un contenido más ejemplificado en el presente documento de soporte sobre la aplicación de algunas de las medidas propuestas, se busca reducir el tiempo de asimilación y comprensión de parte de los agentes de las nuevas medidas.

En cuanto al precio del suministro se prevé que el mismo no se vea afectado al alza por las nuevas medidas regulatorias que se proponen y que se puedan negociar los contratos con garantía de firmeza de manera que aumente el uso del gas natural que se encuentra disponible o puede ser producido, pero a la vez reduciendo las cantidades de gas contratadas que deben ser pagadas por los Compradores, así finalmente no se consuman o sean vendidas en el Mercado Secundario. Con varias de las medidas en cuanto a particularidades en las cantidades y precios, se espera como efecto que se vea reducida la suma de los pagos fijos más los pagos variables a realizar por parte del usuario final o del comercializador que lo representa.

Con la información que se propone requerir a los Compradores y el uso del procedimiento de balances comerciales que se realizarían cada trimestre, se espera tener un beneficio adicional derivado del conocimiento más confiable y transparente que todos los participantes del mercado podrán tener respecto de las expectativas de contratación de suministro de gas natural con garantía de firmeza en el corto, mediano y largo plazo. En este sentido, el costo adicional administrativo que puede surgir eventualmente para la entrega de la información en forma trimestral por parte de los Vendedores y los Compradores del Mercado Primario, de acuerdo con la propuesta, es contrarrestado con el beneficio esperado derivado del conocimiento antes mencionado.

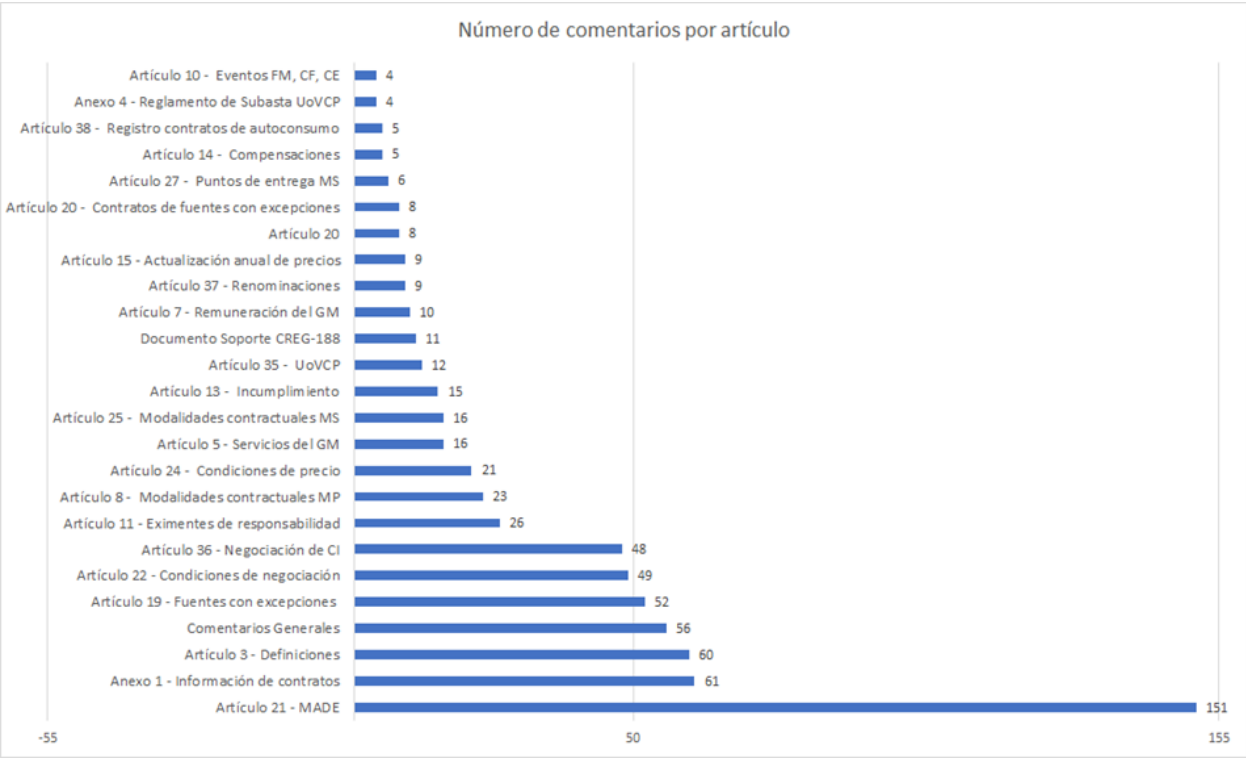
En cuanto al cumplimiento de políticas del Gobierno, se espera que los agentes que atienden Demanda Esencial cuenten con mecanismos más eficaces que les den mayor garantía de acceso a los contratos de tipo firme o con garantía de firmeza, priorizando la continuidad del suministro en la prestación del servicio.

Se espera que, como resultados de los comentarios que se reciban de la propuesta publicada, se identificarán los impactos que entienden los participantes del mercado se tendrán como efecto de la implementación de la misma. Estos impactos serán evaluados y tenidos en cuenta para la adopción del proyecto definitivo.

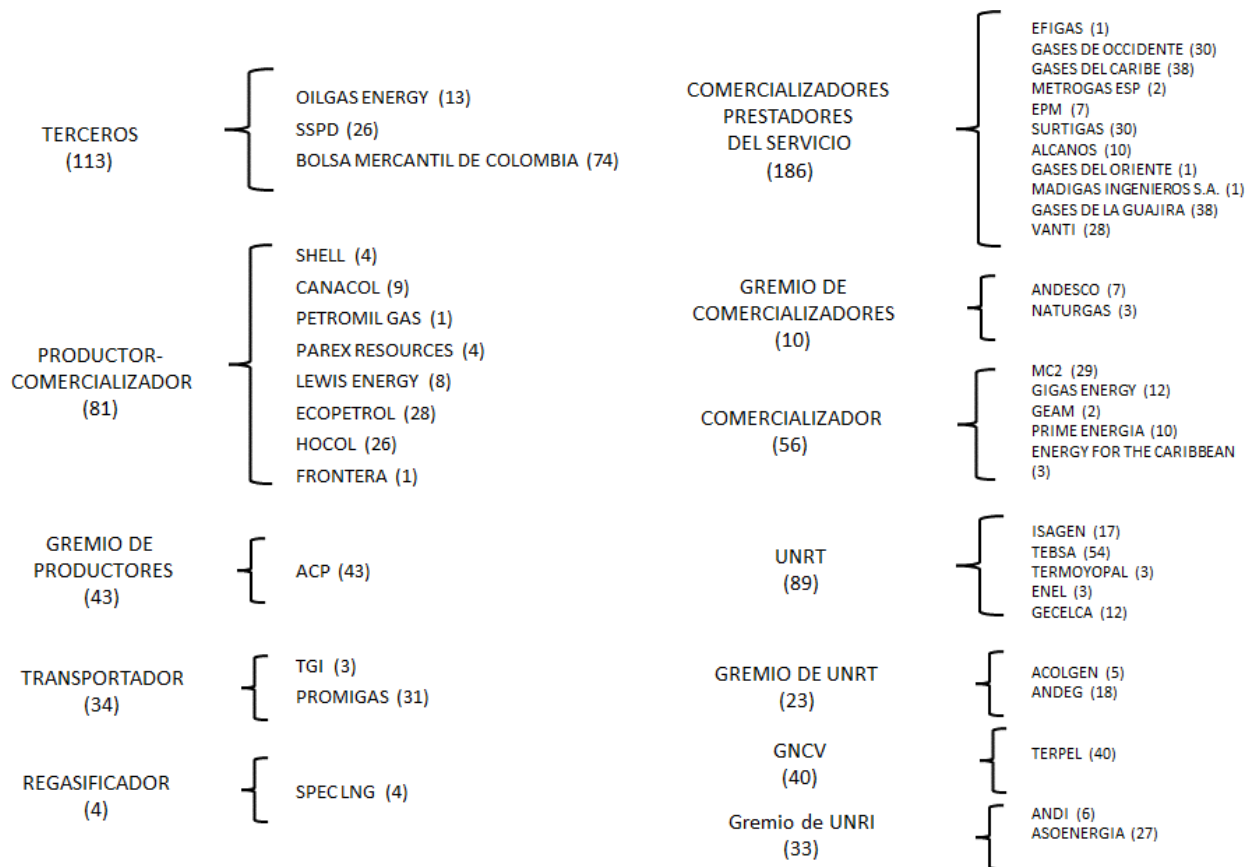
ANEXO 1. ANÁLISIS DE COMENTARIOS RECIBIDOS

La estadística de los comentarios recibidos se muestra a continuación:

Figura 35 Cantidad de comentarios recibidos por artículo propuesto



Agentes que enviaron comentarios, por actividad y número de comentarios recibidos



- Se publicó para comentarios la Resolución CREG 226 de 2021 el 29 de marzo de 2022.
- Se recibieron comentarios de cuarenta y tres (43) agentes.
- Se recibieron 712 comentarios, algunos repetidos por un mismo agente.
- Se recibieron comentarios de varias entidades, tal como se solicitó, en formato de archivo en excel. En este caso, los comentarios son transcritos tal cual se recibieron. En el caso de los comentarios recibidos en archivos pdf sin versión en Excel, se extrajeron los apartes de la comunicación recibida que se considera que reflejan un comentario específico, pudiendo ser que haya empresas que agruparon varios textos sobre un mismo artículo de la propuesta, pero que en realidad tiene comentarios separables por lo que así se hizo.
- Por lo anterior, es posible que un comentario asignado por la entidad que lo presenta a un artículo en específico haya sido reasignado en el listado de abajo en un artículo diferente.
- Para facilitar la lectura de respuestas a comentarios que se acogen a respuestas de un comentario anterior o posterior, se facilita que se presione en el número de la respuesta de referencia, o numeral de referencia (cuando se trata de un contenido en sección diferente de la correspondiente al Anexo de Comentarios) para redirigirse a la respuesta invocada de referencia.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

1 COMENTARIOS GENERALES

1.1 ACOLGÉN

1.1.1.1 ACOLGEN

"Considerar la definición normativa de Demanda Esencial para el desarrollo del balance comercial de oferta y demanda de gas natural en el corto plazo genera distorsiones en las señales que el mercado percibe para el avance de nuevas fuentes (locales o internacionales) de gas natural teniendo en cuenta que para el año 2021, la participación del sector térmico en la demanda de gas natural estuvo en cifras cercanas al 20% del total de la demanda.

Consideramos que faltarían señales claras desde la política pública y la regulación para que las fuentes de suministro importado, y la infraestructura que respalda dicha importación, se conviertan en mecanismos efectivos, financiera y económicamente viables para respaldar al parque generador térmico.

Es indispensable armonizar las diferentes propuestas regulatorias que actualmente están en curso como por ejemplo la resolución CREG 132 de 2021 para asegurar la disponibilidad de las fuentes de gas natural que den confiabilidad al sistema no solo en el mercado eléctrico sino también en el mercado de gas natural.

Preocupa que a partir del 1 de diciembre de 2025 finaliza el marco regulatorio para la única infraestructura existente de regasificación de GNL en el país y que aún no existe definición regulatoria y adjudicación para la infraestructura de regasificación del Pacífico contenida en el plan de abastecimiento de gas natural adoptado por el Ministerio de Minas y Energía, condiciones que generan gran incertidumbre respecto a la viabilidad de contar con gas natural importado en el corto o mediano plazo."

Respuesta:

La definición de Demanda Esencial ha sido establecida por el Ministerio de Minas y Energía y no es una propuesta de la resolución puesta en consulta por la CREG. Aunque ha tomado diferentes denominaciones, el lineamiento de política energética se establece para dar cumplimiento a lo establecido en el Artículo 16 de la Ley 401 de 1997. Además, como resultado de observar los demás desarrollos de política energética que impactan entre otros aspectos, la operatividad en el abastecimiento de gas natural, las prioridades que se establecen cuando hay insuficiencia en dicho abastecimiento y la afectación en el cumplimiento de los contratos de suministro ante dicha priorización, no le es dable a la CREG modificar o sustituir aquello que afecte el cumplimiento preciso de la política energética.

Por otro lado, en la propuesta presentada en la Resolución CREG 226 de 2021 se incluyeron flexibilidades en la comercialización del suministro de gas natural cuando el gas natural sea obtenido en el exterior, no solo buscando evitar que haya falta de claridad regulatoria en ello y dudas que limiten sin necesidad su contratación y uso, sino buscando incentivar el uso de gas del exterior principalmente para complementar la oferta de gas de fuentes nacionales cuando la demanda sea superior a la oferta nacional, sobre todo en condiciones de corto y mediano plazo, en que pueden haber limitaciones de infraestructura de transporte para copar con toda la

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

demanda operativa o incertidumbre de los productores nacionales con respecto a la incorporación comercial de nuevas fuentes de suministro.

En cuanto a señales regulatorias para la infraestructura de importación de gas natural, la CREG ya ha establecido el régimen de regulación para la ejecución y remuneración del proyecto de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, entre otros, a través de la Resolución CREG 102 008 de 2022 y se encuentra avanzando los estudios de aquellos aspectos necesarios a tener en cuenta para establecer la remuneración mediante contratos de los servicios asociados, no solo a dicha infraestructura en particular, sino en general para cualquier infraestructura de importación de gas natural, lo cual se ve reflejado en la Agenda Regulatoria Indicativa de 2023.

1.2 ANDEG

1.2.1.1 ANDEG

“Nos preocupa la visión del Regulador sobre el rol del gas natural para la generación térmica, en la medida en que el ejercicio de balance oferta/demanda llevado a cabo por la CREG no tiene en cuenta las cantidades de las demandas proyectadas del sector térmico bajo la premisa que “no son demanda esencial”.

Respuesta:

Es necesario aclarar que el ejercicio presentado por la CREG en el numeral 2.2.1 del documento soporte CREG 188 de 2021, no pretende mostrar qué demanda no será atendida en el futuro por no ser de los tipos de demanda que hacen parte de la Demanda Esencial definida por el MME. Se trata de un ejercicio conservador, en que las condiciones de demanda no son las más exigentes, como es el caso que se puede presentar cuando la demanda del sector termoeléctrico acude a la ejecución de parte o de la totalidad de las cantidades contratadas en firme con fuentes de suministro nacionales. Sin embargo, en la elaboración de la Figura 2 del presente documento, sí se incluyeron las cantidades proyectadas por la UPME de demanda de dicho sector, para evitar conclusiones al respecto, como las que se presentan en el comentario recibido.

El objetivo del ejercicio es mostrar que se hace cada vez más posible que se materialice en el mediano plazo una insuficiencia de oferta en firme mediante contratos de suministro de gas natural, para atender no solo la Demanda Esencial sino la demás demanda; y que ante dicha situación es menester de la CREG revisar y fortalecer los mecanismos que permitan de manera más sólida y segura el acceso a la contratación de gas con garantía de firmeza, por parte de los agentes que atienden a los usuarios incluidos en la Demanda Esencial.

Se considera que dicho fortalecimiento regulatorio es relevante para que en el futuro los agentes que atienden la Demanda Esencial tengan acceso a los contratos con garantía de firmeza (que necesariamente son los que cuentan con Respaldo Físico), evitando que dentro de la cadena se puedan presentar situaciones comerciales gravosas y riesgosas en general tanto para los agentes que representan a los usuarios que son parte de la Demanda Esencial, como los que no lo son. Es decir, ante futuras insalvables restricciones en la oferta de gas natural, situaciones de grave emergencia o racionamientos programados de gas natural, puede ocurrir que usuarios que no son parte de la demanda esencial y, por lo tanto, no sean prioridad de suministro en las

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

condiciones señaladas, hayan logrado obtener contratos firmes o que garanticen firmeza que no podrán por tanto cumplirse, que adquirieron precisamente porque se adelantaron a la contratación de la Demanda Esencial por falta de mecanismos oportunos y suficientes de acceso a dichos contratos por parte de la Demanda Esencial.

Lo anterior puede llevar entonces a que, ante la confianza de haber suscrito contratos firmes o que garantizan firmeza de suministro de gas natural, no se haya previsto la contratación de gas obtenido en el exterior posiblemente con mayores costos, y no se haya previsto en consecuencia la contratación de recursos energéticos sustitutos del gas natural ante la ocurrencia de los eventos mencionados. Por otro lado, ante la situación potencial derivada de los efectos que el Decreto 1073 de 2015¹⁶ establece a aquellos agentes que atienden Demanda Esencial que no tenga respaldado el suministro en contratos firmes o que garanticen firmeza, podría ocurrir que dichos agentes asuman el riesgo de no contratar suficientemente cantidades, ya sea por el precio o por no tener acceso a dichos contratos a los que sí tendrían acceso agentes que no atienden demanda esencial. Ello generaría un efecto en cascada negativo, no solo para los usuarios que son parte de la Demanda Esencial y los agentes comercializadores que los atienden, sino también para los demás usuarios que no estarían eficientemente preparados.

1.2.1.2 ANDEG

"Observamos que el Regulador no está considerando los lineamientos del Foco 2 de la Misión de Transformación Energética en cuanto al rol de gas natural como energético de transición, en la medida en que la propuesta regulatoria no tiene en cuenta el lineamiento sobre la "Planeación orientada a garantizar el abastecimiento de la demanda, haciendo una revisión además de horizonte de planeación a la demanda potencial de térmicas, industrias y transporte, en el contexto de la entrada de renovables y reducción de emisiones". En el contexto anterior, solicitamos incorporar en los supuestos empleados para el análisis de la Comisión, lo relacionado con la participación de la demanda de gas natural para generación térmica, en los diferentes horizontes de análisis."

Respuesta:

La propuesta publicada por la CREG gira precisamente para la garantía del abastecimiento de la demanda de gas, para lo cual se implementan balances comerciales periódicos de largo plazo entre la oferta y la demanda de gas natural, sin que se hayan propuesto limitaciones de participación en ello. En ese sentido, son los agentes compradores del Mercado Primario los que toman las decisiones de qué cantidades de demanda deciden declarar al Gestor del Mercado, precisamente en dos instancias, algo que es completamente nuevo en la propuesta.

Actualmente, es desconocida para la totalidad de los agentes (compradores y vendedores) del Mercado Primario e incluso para el Gestor del Mercado, cuáles son las cantidades de gas natural que la demanda requiere de corto, mediano y largo plazo. Ello muestra el giro de las bases de negociación en el Mercado Primario en torno a la satisfacción de la demanda de gas.

¹⁶ Parágrafo 1 del Artículo 2.2.2.2.16: "(...) y los Agentes que atiendan la Demanda Esencial no cuenten con los contratos Firmes o que Garanticen Firmeza asumirán directamente los costos en que incurran los Agentes que por ello resulten afectados. Lo anterior, sin perjuicio de las acciones administrativas y sanciones que puedan derivarse de este incumplimiento."

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Serán entonces los agentes que representan la demanda de gas natural para generación térmica quienes directa y activamente darán las señales de participación de dicho sector en la demanda futura de corto, mediano y largo plazo, mediante las declaraciones de demanda en los procesos periódicos trimestrales de negociación que se plantean en la propuesta. Es por ello también que en la propuesta se plantean incentivos para la contratación de largo plazo de la demanda, particularmente la demanda no esencial, en los casos del suministro de gas de ejecución de periodos posteriores a los 5 años siguientes a los trimestres de negociación.

Sin embargo, se han incorporado en la nueva propuesta mayores flexibilidades para la contratación de largo plazo y el inicio de ejecución de los contratos.

Es evidente que la incorporación de cantidades potenciales de la demanda del sector térmico en el ejercicio realizado por la CREG lo que evidenciará es que, en la actual situación comercial de potenciales de producción, potenciales de venta en firme y cantidades actualmente contratadas, la demanda estimada futura por la UPME no sería abastecida en su totalidad con fuentes nacionales, aún antes de lo mostrado en la Figura 2 del presente documento.

1.2.1.3 ANDEG

“Vemos adecuado que el balance comercial del que trata la Resolución CREG 226 tenga en cuenta la información más reciente disponible de cantidades de PTDVF y CIDVF para todas las fuentes de suministro, cuya próxima declaración será en el mes de junio de 2022, lo cual, entendemos, es acorde a lo planteado en la propuesta normativa contenida en la Resolución CREG 702003 de 2022, lo que debe contribuir a tener información sobre la situación más actualizada del balance de gas natural, que de por sí, hoy en día presenta déficit en el mediano plazo (Gráfica 1), con lo que, el Regulador podría plantear, incluso, las necesidades de inversión e infraestructura de gas que se requiere en el sistema de gas del país, de forma similar a como se determinan los requerimientos de expansión de generación en el SIN en el contexto de la confiabilidad del suministro eléctrico.”

Respuesta:

De acuerdo con el Artículo 1 de la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 40052 de 2016, le corresponde a la UPME elaborar el estudio técnico que tendrá en cuenta el Ministerio de Minas y energía para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, mediante el que se identifican los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural.

Ahora bien, debe diferenciarse el balance comercial que analiza y propone la CREG del balance físico que hace la UPME. El balance comercial que propone la CREG es un balance más exigente que el balance físico, puesto que de por medio surgen relaciones contractuales firmes que incorporan criterios comerciales y estratégicos que no son contemplados en el balance físico. Un ejemplo de ello es el presentado en la Figura 3 del presente documento. Además, en el balance comercial se utiliza información compromisoria directamente proveniente de los agentes del mercado y de manera más frecuente.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Estos balances comerciales finalmente no pretenden sustituir en modo alguno los balances que realiza la UPME que, como se observa, tiene fines sectoriales diferentes a los fines comerciales del mercado mayorista que se presentan en la propuesta de resolución, aunque apuntan a uno de los principales objetivos que es el del aseguramiento del abastecimiento de la demanda. Es de tener en cuenta que adicionalmente la UPME realiza el Estudio Técnico del Plan de Abastecimiento con objetivos adicionales de confiabilidad del suministro.

1.2.1.4 ANDEG

Entendiendo la intención de la Comisión de promover la comercialización de nuevas fuentes de suministro a través de esquemas comerciales más flexibles, es importante resaltar que los modelos de inversión que impone el desarrollo de estas fuentes, los cuales son altamente intensivos en capital, requieren una demanda sólida y abundante que apalanque en el largo plazo el crecimiento y mantenimiento de estas fuentes, que como la Comisión lo resalta, utilizan logísticas y tratamientos especiales. De acuerdo a esto, la experiencia internacional, ha demostrado que el desarrollo de Yacimientos no Convencionales y Yacimientos costa afuera (especialmente), se ha dado por una participación activa de la demanda térmica, en donde no solo ha apalancado estas inversiones en el largo plazo sino que ha generado sinergias y eficiencias en competencia para ambos sectores.

Respuesta:

La propuesta tiene, entre otros objetivos, que se haga más transparente y con un mayor nivel de acceso la información de la totalidad de los requerimientos de la demanda, sea que corresponda a Demanda Esencial o a cualquier otro tipo de demanda. Hoy en día dicha información no es conocida por la totalidad de los agentes y por quienes encuentran oportunidades de inversión en el desarrollo de medios alternativos de suministro de gas para atender las necesidades futuras de mediano y largo plazo. Como resultado de los balances trimestrales propuestos se espera lograr este objetivo.

1.2.1.5 ANDEG

"Nos preocupa que el Regulador utilice criterios preestablecidos de priorización en la asignación de gas para atención de determinados tipos de usuarios, que se hacen efectivos en condiciones críticas del sistema, en un contexto de "administración de escasez", lo que a todas luces, consideramos que discrimina a consumidores participantes en el mercado mayorista de gas en el país, caso de los generadores térmicos, los cuales, bajo lo señalado en la propuesta normativa en lo correspondiente a la aplicación del MADE (Art 21), quedarían marginados comercialmente de participar en el mercado de gas natural, al no ser parte de lo denominado "demanda esencial".

En este sentido, las modificaciones y el marco regulatorio que está promoviendo la Comisión con esta propuesta, busca migrar a un esquema de mercado netamente físico que limita y reduce la liquidez del mercado de gas, restringiendo, entre otras, y especialmente, las alternativas comerciales para la demanda térmica, forzando a los generadores térmicos a optar por una actitud pasiva y ocasional en el mercado, de forma que únicamente tengan acceso al gas que efectivamente se va a consumir frente a sus necesidades de respaldo de obligaciones del

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

mercado eléctrico y acceder ocasionalmente y recurrentemente a cantidades determinadas ante coyunturas y requerimientos puntuales del sistema. Como se mencionó anteriormente, estas medidas, afectan de forma negativa el dinamismo y crecimiento del mercado, objetivos identificados tanto en la Ley 2128 de 2021 así como en los lineamientos de la Misión de Transformación Energética. Es por esto que, con las señales regulatorias planteadas en la Resolución CREG 226 de 2021, consideramos que se distorsionaría la formación eficiente de precios en el mercado con el mecanismo de administración de escasez planteado, y por tanto, no se desvelaría el costo de oportunidad del energético, al excluir, a través del MADE, a segmentos de la demanda en la participación en el mercado de gas, lo cual, afecta la competencia."

Respuesta:

En la propuesta se incluyeron dos instancias de declaración de los compradores al Gestor del Mercado de cualquier tipo de sector de consumo, respecto de las cantidades que desean y requieren contratar en firme, para el suministro en, como mínimo, cada uno de los veinte trimestres estándar de suministro siguientes. En la primera instancia de declaración, los agentes compradores declaran las cantidades que desean adquirir como máximo, en la segunda instancia los compradores declaran las cantidades requeridas como mínimo, con compromiso de compra.

De por medio entre los plazos de las dos instancias anteriormente señaladas, el Gestor del Mercado debe publicar la información respecto de las cantidades totales de PTDVF y CIDVF para cada punto de referencia y para cada uno de los siguientes 20 trimestres estándar siguientes, o hasta el Trimestre Estándar en el que se cuente con información de PTDV, por el lado de la oferta; y por el lado de la demanda, para esas mismas referencias de punto de referencia y trimestre estándar, debe publicar las cantidades totales deseadas por los compradores. De este modo, para la segunda instancia de declaración que es compromisoria, los compradores podrán tener como referencia para determinar las cantidades a declarar si las cantidades ofertadas son superiores a las cantidades deseadas, lo que podría llevar a la utilización de subasta como mecanismos de comercialización de las fuentes de suministro de ese punto de referencia para cada trimestre estándar en que se observe ese resultado.

A partir de lo anterior, sabiendo el comprador que hay posibilidades que en trimestres posteriores de negociación surjan cantidades adicionales de oferta para un trimestre estándar futuro, o que posteriormente haya necesidad de reajustarse a menores cantidades requeridas proyectadas de parte de la propia demanda, si el comprador mantiene en la declaración de segunda instancia las mismas cantidades declaradas en la primera instancia, existirá mayor posibilidad de que haya un déficit comercial de oferta que lleve a la realización de subasta. Es por ello que, es decisión del agente comprador reducir las cantidades requeridas que declarará en la segunda instancia al Gestor del Mercado en la etapa de segunda instancia, dejando para trimestres de negociación posteriores el requerimiento de las cantidades faltantes. Finalmente, el balance definitivo lo realizará el Gestor del Mercado con base en la información de demanda requerida declarada en la segunda instancia.

En ninguna de las dos instancias de declaración de demanda a atender se limita la participación de ningún tipo de demanda, sea industrial en general, comercial, térmica, etc. Lo que sí se presenta luego, es que en el caso de mantenerse el balance comercial deficitario después de la declaración de segunda instancia de los compradores, se desarrollará el mecanismos de

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

subasta, y previo a ello se descontarán las cantidades requeridas en la segunda instancia para la Demanda Esencial. Solo en el caso que la oferta no alcance a superar las cantidades requeridas en segunda instancia para atender Demanda Esencial, puede ocurrir que la demás demanda no tenga acceso a cantidades, por lo que no se está de acuerdo con la afirmación de que "(...) quedarían marginados comercialmente de participar en el mercado de gas natural, al no ser parte de lo denominado 'demanda esencial'".

En caso de que se encuentren a pesar de lo anterior, trimestres estándar de suministro con déficits de oferta, definitivamente procederá el mecanismo de subasta para esos trimestres, o los mecanismos que establezcan los vendedores de fuentes de suministro a los que se les permite la negociación directa, de los cuales se esperan que surjan precios que sirvan de señal para la realización de mayores inversiones en explotación del recurso nacional, la viabilidad de la explotación de campos que no han logrado la comercialidad o en el incremento de participación de gas natural importado para la atención de la demanda nacional.

Como se explicó inicialmente en el presente documento, los aspectos pertinentes al acceso de la Demanda Esencial en contratos con Respaldo Físico (o lo que es lo mismo, con garantía de firmeza), no obedecen a criterios establecidos por la CREG, sino a mandatos legislativos y gubernamentales de la política energética, que vienen de tiempo atrás.

Con el esquema propuesto, la CREG considera que la participación de los compradores de cualquier tipo de demanda se vuelve más activa y de largo plazo en el Mercado Primario y permiten evidenciar señales de mercado más transparentes y públicas que permitirán dinamizar y crecer el mercado de gas natural, obviamente hasta donde los precios y costos resultantes estén dentro del rango de capacidad de pago y disponibilidad de pago de los usuarios finales. Ello no solo depende de la regulación del Mercado Mayorista sino del desarrollo futuro de fuentes de suministro nacionales que surjan eventualmente mediante la ejecución de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos. La importación de gas natural se vuelve, como varias veces se ha mencionado, una manera de complementar la suficiencia de gas natural de producción nacional, inicialmente de corto plazo y posteriormente de largo plazo, para atender la totalidad de la demanda.

1.2.1.6 ANDEG

"Al no permitir la participación de la generación térmica en el MADE, se estaría reduciendo aún más el mercado de gas natural en Colombia en cerca del 40% en la medida en que la generación térmica, a 2022, representa cerca del 30% de las cantidades contratadas en el mercado primario de gas natural (Gráfica 2), a través de productos que responden al perfil de consumo de la demanda térmica de gas natural (Gráfica 3), y en consecuencia, también se afectaría el mercado secundario de gas, en donde los agentes térmicos participan con cerca del 50% (Gráfica 4). A todas luces, la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 226 de 2021 contraería el mercado de gas, y por ende, la liquidez en las transacciones."

Respuesta:

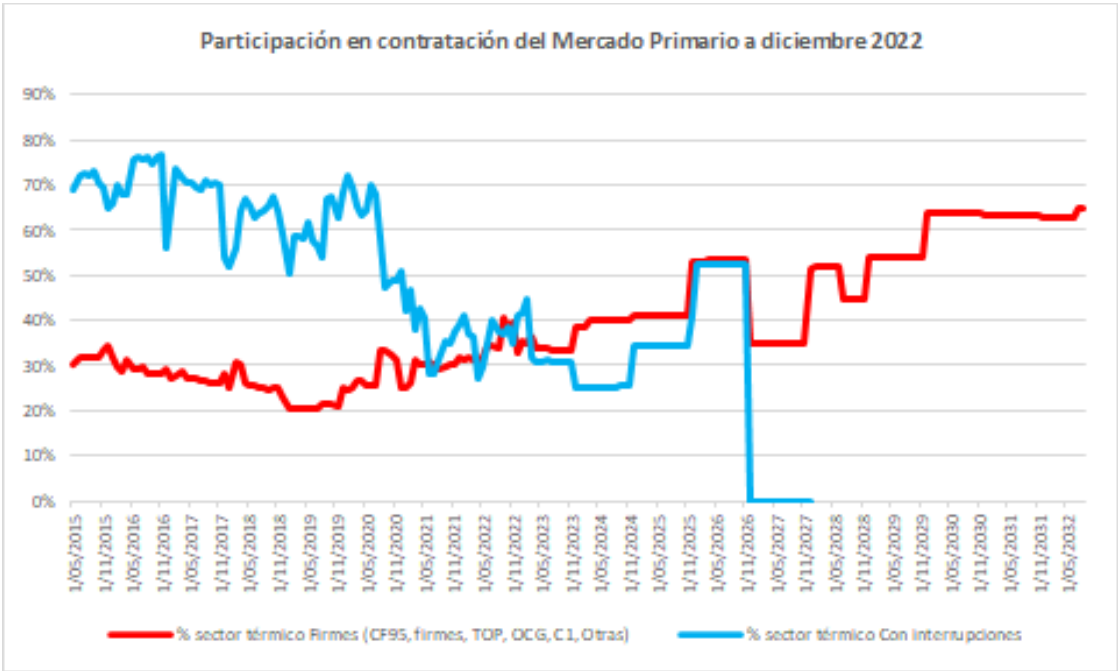
Derivado de lo que se explica en la respuesta a 1.2.1.5, si se presenta una reducción de la participación de cualquier tipo de demanda en la contratación del suministro de gas natural, sobre todo en órdenes de magnitud del 40% se haría evidente la ocurrencia de balances comerciales

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

superavitarios que reflejarían una mayor disponibilidad de gas natural, lo que llevaría a un efecto en precios de mercado posiblemente, y, por tanto a un mayor uso del gas natural por parte de los demás tipos de la demanda. Es por ello que la periodicidad trimestral de los balances comerciales busca evidenciar la dinámica de la demanda, de manera más pronta a la totalidad de los agentes del mercado, para que las decisiones de corto y mediano plazo se reequilibren continuamente y llevan a mayor eficiencia en las negociaciones. Si el mercado se contrae, por tanto, deberá ser en razón a la disminución de la oferta y no por la aplicación del MADE.

Figura 36 Participación en contratación del Mercado Primario a diciembre 2022 del sector térmico

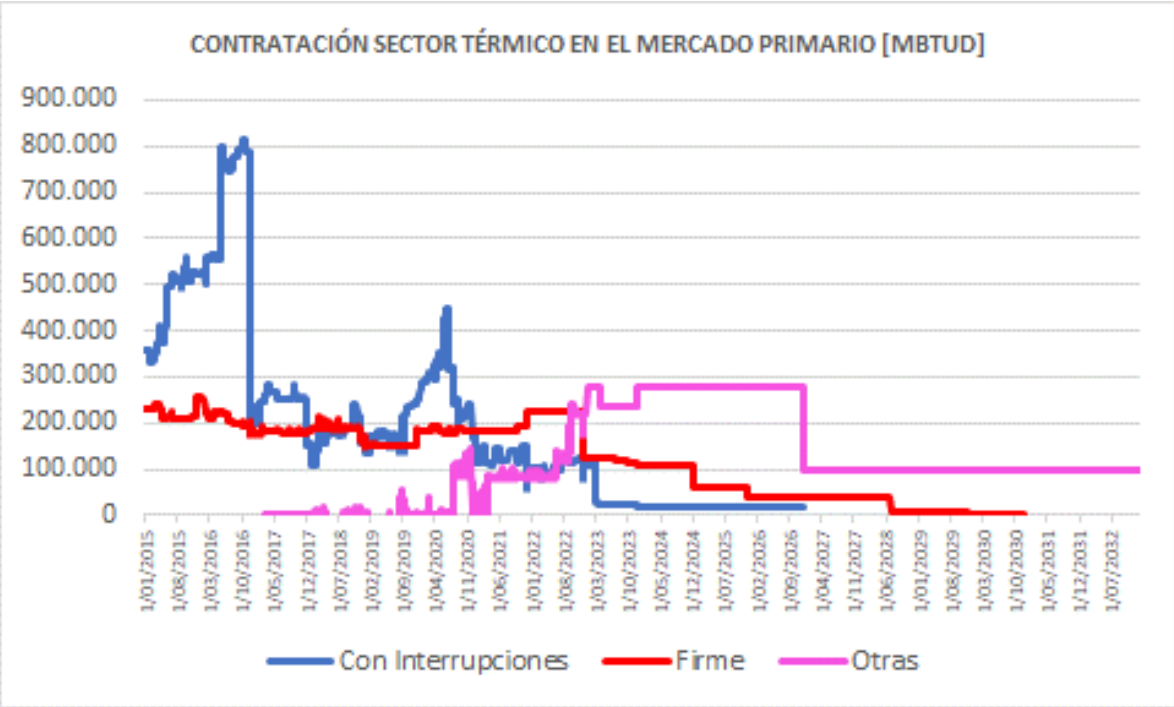


En la Figura 36 anterior se evidencia la participación del sector térmico en la contratación del Mercado Primario, tanto en contratos con interrupciones como en contratos con garantía de firmeza, dentro de los cuales se incluyen los registrados ante el Gestor del Mercado con la modalidad “Otras”. Como se mencionó anteriormente al inicio del presente documento, en la modalidad “Otras” puede haber cantidades que realmente son interrumpibles y/o duplicación de cantidades, pues por ejemplo, ocurren casos en que se registran dos contratos, uno que realmente corresponde a la modalidad OCG y otro, que es complementario para el mismo campo, que realmente corresponde a la modalidad CFC.

La siguiente Figura 37 se muestran los valores absolutos de las cantidades contratadas en el Mercado Primario por el sector térmico. Es de tener en cuenta que no existe la modalidad de contratación “Otras” sino que se tratan de contrataciones registradas por la utilización de las excepciones del parágrafo del Artículo 20 de la Resolución CREG 186 de 2020, cuando realmente se tratan de contratos del tipo firme, con interrupciones o mixto.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Figura 37 Cantidades contratadas en el Mercado Primario a diciembre 2022 del sector térmico



Una de las razones de las propuestas que se presentan consiste en disminuir la “informalidad” que puede existir actualmente en la autorización de nominaciones de contratos con interrupciones, que como se observa, son parte importante de las cantidades contratadas por el sector térmico en el Mercado Primario. Es por ello que se propone establecer que los vendedores del Mercado Primario y del Mercado Secundario inclusive, establezcan procedimientos transparentes que le permitan saber con anticipación o que les permitan conocer los criterios a los compradores, con base en los cuales el vendedor en un contrato con interrupciones autorizará la nominación de un comprador bajo esta modalidad contractual.

1.2.1.7 ANDEG

"Los planteamientos de la Resolución CREG 226 de 2021 aportan a la consolidación de la posición dominante de los productores-comercializadores, al habilitar a estos agentes para el diseño y aplicación de los mecanismos de comercialización de la producción, los cuales, si bien deben estar vigilados y supervisados por la Superintendencia, podrían generar barreras de acceso a la demanda con lo que se restringiría aún más el mercado de gas natural, al no permitirle a la demanda térmica acceder a productos y cantidades que le permiten dinamizar al mercado secundario de gas."

Respuesta:

La posición dominante de un agente no surge necesariamente por las actuaciones de la regulación en el mercado, sino también y con mayor influencia, por las condiciones de participación y de competencia del mercado que se regula, las condiciones de las infraestructuras

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

de transporte (radialidad, disponibilidad, capacidad, metodología de remuneración, ubicación de la oferta, ubicación de la demanda, etc.) que incluyen las infraestructuras de regasificación. Por otro lado, los precios de suministro son libres y no están regulados actualmente, lo que lleva a que la competencia en la venta no se vea limitada por regulación alguna que distorsione el mercado en competencia. Se presupone eso sí, que a un productor-comercializador le interesa suscribir contratos firmes para comprometer la totalidad de su producción y no le interesa limitar su producción para elevar el precio de la contratación (ver numeral 2 “Análisis económico” del documento soporte D-054 de 2012 de la Resolución CREG 097 de 2012 sobre “REVISIÓN DE LA REGULACIÓN DE GAS NATURAL EN COLOMBIA”).

Ahora bien, se busca incentivar desde la política energética y, por ende, en la regulación CREG, la explotación de nuevas fuentes de suministro, para lo cual se requiere aumentar la flexibilidad de la contratación de las mismas, dependiendo de las condiciones de la fuente de suministro y los riesgos de inversión que debe enfrentar. Es por ello que a ciertas fuentes de suministro se les permite establecer sus propios mecanismos de comercialización, pues de no darse dicha flexibilidad la posibilidad de declarar la comercialidad de dichas fuentes se reduce y, por tanto, se reduce la posibilidad de contar con una nueva oferta de gas adicional en el mercado mayorista. El hecho es que la flexibilidad para establecer los propios mecanismos de comercialización a ciertas fuentes de suministro logra que surjan en definitiva mayores cantidades de oferta de gas en el mercado primario, es decir, todo lo contrario a la restricción de cantidades como se plantea en el comentario analizado.

1.2.1.8 ANDEG

"Es necesario que por parte de la Comisión y del Gestor del Mercado de gas, se den los espacios de discusión y socialización de la construcción de los balances comerciales trimestrales, al igual que la reglamentación y definición de puntos de referencia de estos, teniendo en consideración el desarrollo de simulaciones del esquema propuesto, acorde a las necesidades y condiciones reales del mercado."

Respuesta:

Respecto de espacios de discusión y socialización de la construcción de los balances comerciales, se desarrollarán talleres, así como se realizaron en la propuesta inicial de CREG 226 de 2021, para que los agentes puedan tener la comprensión completa del funcionamiento del esquema. Sin embargo, es en la resolución definitiva en donde se precisa la manera de realizar los balances comerciales, a partir de los comentarios que se reciban de la propuesta de resolución.

En cuanto a la definición o determinación de puntos de referencia, este es un proceso evolutivo y continuo. Inicialmente se podrá establecer una cantidad de puntos de referencia, que a medida que se implementen los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural deberían irse reduciendo. Sin embargo, en la propuesta se propone una mayor participación activa de los agentes para la determinación final de parte del Gestor del Mercado, en donde prevalece el acuerdo. Ver numeral 4.11.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

1.2.1.9 ANDEG

“Es necesario precisar cómo se articula la realización del balance comercial del Gestor de Gas frente a las responsabilidades y productos de la UPME en esta materia, teniendo en cuenta la actualización anual que la UPME realiza del balance, acorde a lo que se presenta en el Plan de Abastecimiento de Gas y su estudio técnico. Al respecto, es preciso llamar la atención sobre la importancia de mitigar el traslape de funciones entre las entidades del sector a fin de asegurar la articulación entre las fuentes de información.”

Respuesta:

Se considera que la determinación y uso del balance realizado por la UPME no se traslapa en modo alguno con los balances comerciales que se llevan a cabo por la CREG, ni con las funciones que desempeña cada entidad en el sector de gas natural (ver respuesta a 1.2.1.3). Los balances comerciales propuestos son muy dinámicos y no determinan unas necesidades totales de la demanda de corto, mediano y largo plazo necesariamente, precisamente por lo que se ha explicado en otros apartes de este documento: las declaraciones de necesidades de compra de gas natural no tienen que realizarse en un solo momento preciso del tiempo, la adquisición del gas para atender demanda en un período futuro puede separarse en diferentes períodos de negociación; es decir, si se estima una demanda del cuarto trimestre estándar del año de gas 2026, el agente no tiene que declarar la totalidad de esa estimación en un solo trimestre de negociación, puede hacerlo en diferentes trimestres de negociación, incluso en el trimestre de negociación anterior al trimestre del suministro, en el ejemplo, en el tercer trimestre del año de gas 2026.

Por otra parte, se insiste en que así la proyección de la UPME fuese perfecta, las cantidades a contratar no necesariamente coinciden con dicha proyección, pues las cantidades a contratar dependen de la estrategia del comprador en qué tanto se cubre comercialmente, la modalidad contractual que utiliza, el pico de demanda a atender en el período contratado, etc.

1.2.1.10 ANDEG

“En segundo lugar, ante la ocurrencia de eventos críticos y/o fenómenos climáticos cíclicos como lo es el Fenómeno de ‘El Niño’, en donde se impone un estrés importante en el sistema eléctrico, aumentando la participación térmica en el despacho económico, lo que se traduce en requerimientos contractuales y físicos adicionales de gas para abastecer de forma confiable y económica a la demanda eléctrica. De esta forma observamos que se puede llegar a comprometer la suficiencia de alguno de los servicios públicos, o bien, gas natural, o electricidad, con lo que es adecuado establecer mecanismos adecuados que coordinen el suministro de ambos sectores.

Al respecto, es adecuado que se avance en lo definido sobre “Protocolos de coordinación de los sectores de energía eléctrica y de gas natural orientados a optimizar el despacho y redespacho de las plantas termoeléctricas a gas natural” que trata el Parágrafo 8 del Artículo 3 de la Resolución CREG 088 de 2015.”

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Se considera que la flexibilización en aspectos contractuales propuestos tales como las cantidades trimestrales variables, las duraciones mínimas de un trimestre, los contratos de duración mensual) así como la flexibilización en la contratación de gas natural obtenido en el exterior y una mayor frecuencia de declaración de PTDVF para las negociaciones del Mercado Primario, entre otros aspectos, sirven de mejor manera para atender lo que se denomina en el comentario “*estrés importante en el sector eléctrico*”.

En cualquier caso, la determinación de qué tipo de usuarios son parte de la Demanda Esencial corresponde al Ministerio de Minas y Energía. Lo anterior puede afectar la disponibilidad de oferta de suministro para atender los demás tipos de usuarios en el mediano plazo.

1.2.1.11 ANDEG

"Es adecuado que la CREG precise el alcance de la definición planteada en la Resolución sobre “respaldo físico” a luz de las definiciones establecidas en el marco de política de gas natural contenida en el Decreto 2100 de 2011, toda vez que los contratos firmes o que garantizan firmeza, por su naturaleza, requieren respaldo físico; tal como la misma CREG ha conceptuado con anterioridad: “...el vendedor debe contar físicamente con las cantidades de gas que respalden sus obligaciones asociadas a un contrato firme o que garantiza firmeza....”. Concepto CREG 4031 de 2020.

Sobre el tema de “respaldo físico”, sugerimos al Regulador que las definiciones que se incorporen al marco normativo vigente, tengan en cuenta los impactos sobre: 1) el desarrollo de los contratos vigentes en la cadena de gas natural, 2) eventuales nuevos requerimientos de infraestructura a los agentes del gas natural que puedan afectar la competitividad del energético, que por lo menos, para el caso de plantas térmicas respaldadas con GNL para cobertura de sus obligaciones del Cargo por Confiabilidad, llevarían a evaluar migrar a combustibles sustitutos, potencialmente más costosos, lo que impactaría el precio de la energía, y en particular, los objetivos de la transición energética."

Respuesta:

Ver numeral 4.4.

1.2.1.12 ANDEG

"Consideramos que en un entorno de administración de escasez como el que se está planteando en la Resolución CREG 226 de 2021, es indispensable que el impacto normativo sea revisado integralmente en el marco de los balances comerciales que llevaría a cabo el Gestor de Gas, y la segmentación que se daría a partir de su resultado, dado que los generadores térmicos en su condición de usuarios no regulados, que no corresponden a demanda esencial, definitivamente no tendrían posibilidades de acceder a gas comercial, pues en particular, los criterios de asignación de gas a la demanda esencial priorizan especialmente la demanda regulada.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Esta situación, consideramos que podría ser crítica durante los eventos de estrés de la infraestructura de gas bajo las condiciones anteriormente descritas, con ocasión de los mayores requerimientos de gas para generación eléctrica, con lo cual, es adecuado que el CNO gas evalúe la propuesta regulatoria en el sentido de establecer protocolos de medición, para asignación eficiente del gas natural; en su defecto, se deberá establecer una transición adecuada que considere requisitos técnicos y tecnológicos, para la definición apropiada de la condición de usuario no regulado.

En todo caso, la regulación debe procurar un tratamiento de usuario acorde a los objetivos de la transformación energética, en el sentido de promover incentivos para la participación activa de la demanda en el mercado de gas, lo cual, realza la oportunidad de evaluar el rol de los comercializadores de gas en un entorno de empoderamiento de la demanda."

Respuesta:

Ver respuestas a 1.2.1.5, 1.2.1.6, 1.2.1.7 y 1.2.1.10.

1.2.1.13 ANDEG

"Solicitamos que se evalúe el cronograma de implementación de la propuesta, teniendo en consideración la nueva declaración de oferta por parte de los productores – comercializadores, así como el desarrollo de un análisis de impacto regulatorio, a partir del balance comercial Oferta-Demanda, que llevaría a cabo el Gestor del Mercado del Gas, en donde sugerimos sea considerada la totalidad de la demanda, en especial la demanda térmica. Por su parte, es importante llevar a cabo talleres y espacios de discusión adicionales a los realizados, de carácter práctico, así como simulaciones de las iniciativas planteadas, en particular, sobre la propuesta y los impactos del MADE en la cadena de gas natural."

Respuesta:

Ver respuesta a 1.2.1.5.

En la propuesta se incluye la obligación de realizar previamente a su implementación, el Gestor del Mercado deberá coordinar y adelantar un ejercicio de simulación de la realización del balance comercial propuesto, dentro de los dos meses calendario siguientes a la fecha de publicación de Resolución definitiva. Este ejercicio no es el único que puede avanzar el Gestor del Mercado, pudiendo realizar más ejercicios previos de simulación.

1.2.1.14 ANDEG

"En especial, sugerimos que el análisis de impacto regulatorio de la propuesta normativa se integre a los análisis de la Comisión en relación con la evaluación de la realización de una subasta de expansión del Cargo por Confiabilidad, en el contexto del balance energético de mediano plazo, pues consideramos que, frente a situaciones de estrechez de oferta de energía en firme, es necesario que se tomen las medidas para asegurar las necesidades de suministro de gas natural para abastecimiento de plantas térmicas.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

De igual forma, es adecuado que el Regulador precise la forma en que medidas como la propuesta en la Resolución CREG 702 003 se articulan con los cambios planteados en el mercado mayorista de gas natural.”

Respuesta:

La regulación del Cargo por Confiabilidad, las obligaciones establecidas y su esquema de remuneración, así como las particularidades de este en el sector eléctrico, son objeto de regulación de la CREG específica aparte.

Las políticas energéticas en torno al aseguramiento del abastecimiento futuro y a la confiabilidad del servicio para cualquier tipo de sector de demanda de gas natural es de responsabilidad del Ministerio de Minas y Energía por lo que la regulación del Mercado Mayorista de Gas Natural se desarrolla a partir de los lineamientos de la política energética, entre otros los que ya han sido analizados en los numerales 2.2.3, 2.2.4, 2.2.5 y 2.2.7 del presente documento.

En el desarrollo de las políticas energéticas, con el objeto de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural, el MME ha adoptado el Plan de Abastecimiento de Gas Natural mediante la Resolución 40304 de 2020, junto con la Resolución 40281 de 2022, que la modifica parcialmente.

1.3 ANDESCO

1.3.1.1 ANDESCO

"Observamos que faltan aún disposiciones o mecanismos que permitan atender la demanda térmica con mayor facilidad, en particular en lo relacionado con la comercialización del gas nacional.”

Respuesta:

Ver respuesta a 1.2.1.5.

Ante condiciones de posible insuficiencia futura de oferta nacional para atender cualquier tipo de demanda nacional, se hace necesario establecer condiciones en el Mercado Mayorista que lleven al cumplimiento de la política energética. Dentro de ello la flexibilización de condiciones para atender la demanda nacional mediante contratos con gas obtenido en el exterior, busca reducir o eliminar la posibilidad de una insuficiencia de oferta de gas natural, si solo se cuentan con fuentes de suministro nacionales.

Con la propuesta se busca que los mecanismos de acceso y de comercialización, así como los contenidos mínimos contractuales faciliten en general que la demanda actual y futura a ser atendida encuentre los medios para ser abastecida en su totalidad y con precios eficientes.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

1.3.1.2 ANDESCO

“Por último, reiteramos la importancia de que las disposiciones que se definan atiendan en objetivo de competencia y liquidez del mercado, de manera que redunde en la prestación segura y eficiente del servicio público de gas natural.”

Respuesta:

En efecto, dentro de los objetivos de la regulación del Mercado Mayorista se encuentra, entre otros, el de adoptar medidas para promover la competencia y la formación de precios eficientes y adoptar medidas para promover la transparencia y la liquidez de los mercados secundarios y de corto plazo, en el marco de lo dispuesto en la Ley 142 de 1994.

Debe tener en cuenta la CREG que el mercado mayorista es limitado particularmente en la oferta nacional del mercado primario, por todos aquellos aspectos que afectan el desarrollo de la exploración y explotación de recursos potenciales de gas natural.

1.4 EFIGÁS

1.4.1.1 EFIGÁS

"Considerando los comentarios realizados sobre el proyecto de resolución CREG 227/21 y reconociendo que el proyecto de resolución CREG 226/21 contiene aspectos positivos en la propuesta para regular las condiciones comerciales del mercado mayorista de gas natural, en términos generales se señalan a continuación, los aspectos que sobre esta última se considera necesario tener en cuenta en una nueva propuesta, fundamentada en cifras válidas y coherentes y alineada con la realidad del mercado:

- El productor no debería poder participar en el mercado secundario, ya que esto desincentiva la participación de los comercializadores en este mercado.*
- En el momento de realizar el balance comercial y al no existir señales de precio cuando los comercializadores realicen las intenciones de compra, se puede ocasionar un déficit en las cantidades del balance comercial, teniendo como resultado la ejecución de la subasta por parte del Gestor del Mercado, la cual puede resultar innecesaria, pues al revelarse el precio, los comercializadores disminuirían las cantidades requeridas, y el balance comercial sería excedentario.*
- El productor no tiene límite ni restricción de precios para las negociaciones en el mercado mayorista, por lo cual los comercializadores no tienen condiciones para negociar los contratos.*
- No es clara la fecha de la prueba piloto del balance comercial por parte del gestor de mercado."*

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

En la propuesta publicada mediante la Resolución CREG 226 de 2021 no se está modificando la actual participación de los productores-comercializadores en el Mercado Mayorista. El Mercado Secundario tiene como fin el de resolver de la mejor manera la comercialización de aquellos excedentes de gas contratados por los compradores del Mercado Primario, con énfasis en aquellas cantidades contratadas que se deben pagar como mínimo durante un mes de liquidación, y las necesidades de otros compradores que buscan cantidades de gas que no lograron contratar en el Mercado Primario.

Con la propuesta publicada, la única participación que mantendrían los productores-comercializadores como vendedores en donde también pueden participar simultáneamente los comercializadores como vendedores, sería en los casos de los contratos con interrupciones, pero en ningún caso de contratos firmes o que garantizan firmeza. En los contratos con interrupciones por definición, el servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte, por lo que la venta y el pago de dicho contrato requiere realmente que se cumplan simultáneamente varias condiciones, eso sí, limitadas a un precio máximo y a una cantidad máxima. Es decir, no se pacta un pago mínimo obligatorio de parte del comprador, ni una cantidad diaria garantizada por parte del vendedor. Así, las condiciones simultáneas que se deben cumplir, al menos conceptualmente, es que, las partes determinen un precio de ejecución, que debe ser menor o igual al máximo contratado, el comprador nomine una cantidad al vendedor, que debe ser menor o igual a la cantidad contratada máxima y el vendedor autorice la nominación.

Actualmente ciertas fuentes de suministro de oferta de los productores-comercializadores están limitadas por reglas de participación en subastas mensuales solamente para contratos de duración de un mes. Sin embargo, otras fuentes de suministro pueden acordar contratos con interrupciones mediante negociaciones directas, sin limitaciones en el plazo de duración. Con la propuesta se igualan las condiciones de todas las fuentes de suministro para que puedan negociar en forma directa, pero solamente contratos de duración de un mes, que solo podrán ser registrados en cualquier momento del mes anterior al mes de ejecución. Lo anterior con excepción de los casos de las fuentes de suministro que están en pruebas o no han declarado comercialidad.

Los comercializadores mantienen las mismas flexibilidades actuales para negociar contratos con interrupciones, que les dan ciertas “ventajas” respecto a los productores-comercializadores, pues pueden negociar en cualquier momento del año, en forma directa, contratos con duración de entre 1 mes y 12 meses.

Por todo lo anterior, no se entiende qué razón llevaría a un comercializador a dejar de participar en el Mercado Secundario, al menos como vendedor.

Por otra parte, los procesos de negociación trimestral permiten conocer los precios promedio en que se han negociado contratos firmes o que garantizan firmeza para una determinada fuente de un punto de referencia de un determinado trimestre futuro de ejecución, que pueden servir de referencia para determinar las cantidades que son informadas por los compradores al Gestor del Mercado en las dos instancias del procedimiento de obtención de información previo a la realización de los balances trimestrales.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Actualmente se observa que en años anteriores hay productores-comercializadores que desarrollan procesos de negociación directa, mediante sobre cerrado. La CREG ha utilizado el mecanismo de comercialización mediante subasta de sobre cerrado y lo ha considerado adecuado para las actuales subastas bimestrales de contratos firmes bimestrales y subastas de contratos con interrupciones. El mecanismo de subasta establecido inicialmente en la Resolución CREG 089 de 2013 es similar al que se establece en la nueva propuesta. Evidentemente puede ocurrir que las cantidades finalmente asignadas mediante subasta para aquellos trimestres en que se encuentra un déficit de oferta comercial sean inferiores a las cantidades requeridas informadas al Gestor del Mercado por los compradores, algo que los vendedores del Mercado Primario deben tener en cuenta al declarar el precio de reserva de cada fuente de suministro que hace parte del punto de referencia con déficit.

Por último, en la propuesta de Resolución CREG 226 de 2021 se precisó en el párrafo 8 del Artículo 21 un plazo para el desarrollo de un ejercicio de simulación, que será coordinado y adelantado por el Gestor del Mercado, el cual debería realizarse dentro de los dos meses calendario siguientes a la fecha de publicación de la resolución definitiva.

1.5 GASES DE OCCIDENTE

1.5.1.1 GASES DE OCCIDENTE

“Se coincide con la CREG en lo referente a la eliminación de los Contratos C1 y C2 por su poca efectividad. Estas modalidades contractuales, su interdependencia en términos de firmeza y las subastas diseñadas, no se adaptan a los requerimientos de suministro de gas de los agentes sectoriales.”

Respuesta:

La propuesta publicada en la Resolución CREG 226 de 2021 no solamente establece la eliminación de dichas modalidades contractuales sino su sustitución mediante contratos de duración de como mínimo un trimestre, con cantidades variables entre los trimestres cuando son contratos de mayor duración a un trimestre, sino también contratos de duración mensual.

1.5.1.2 GASES DE OCCIDENTE

“Se coincide con la CREG en lo referente a la eliminación de las subastas bimestrales de los contratos firmes. La propuesta de establecer contratos con duración mínima trimestral y contratos con duración mensual en el mercado primario brinda flexibilidad a las demandas con variabilidad estacional, pero dicha flexibilidad no resulta adecuada para demandas continuas o permanentes.”

Respuesta:

Ver respuesta a 1.5.1.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

1.5.1.3 GASES DE OCCIDENTE

“La Comisión también debe considerar, cuando adopte la decisión final en lo referente a la duración de los contratos, que entre menor es el plazo de los contratos de suministro y transporte, menor será el incentivo para desarrollar infraestructura de producción, importación y transporte. La expansión de la oferta y la expansión o extensión de gasoductos requiere contratación de largo plazo.”

Respuesta:

La nueva propuesta busca incentivar aún más la contratación del suministro de largo plazo, con medidas tales como la realización de balances trimestrales para negociación para los veinte trimestres estándar siguientes a al trimestre de negociación, excepción a la realización de balances comerciales para aquellos períodos de contratación que superan los veinte trimestres siguientes, la posibilidad de modificar los precios inicialmente pactados y las fórmulas de actualización de los precios, eso sí, siempre y cuando la modificación del contrato registrado ante el Gestor del Mercado no tenga la capacidad, el propósito o el efecto de ir en detrimento de los derechos e intereses de los usuarios, así como alterar los propósitos y principios establecidos en la resolución.

1.5.1.4 GASES DE OCCIDENTE

“Se coincide con la CREG en lo referente a la eliminación de las subastas mensuales de contratos interrumpibles. Así mismo, se encuentra razonable que dichos contratos se puedan negociar directamente con sujeción a algunas de las reglas planteadas por la CREG.”

Respuesta:

Ver respuesta a 1.4.1.1.

1.5.1.5 GASES DE OCCIDENTE

“La CREG ha sido reticente en introducir períodos de reposición del gas contratado bajo las modalidades CF95 (y CF80), típicamente establecidos en doce (12) meses en mercados más desarrollados.”

Respuesta:

Ver la respuesta dada al ítem 6 del numeral 2.5.1 del Documento soporte D-063 de 2013 de la Resolución CREG 089 de 2013.

Es importante aclarar que en la modalidad de contrato CF95 actual, que no existía en la Resolución CREG 089 de 2013, se establece una compensación volumétrica mensual, que en todo caso se limita a que no haya nominaciones por el comprador superiores al 100% del volumen diario garantizado de suministro. Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que los vendedores del Mercado Primario dependen, para cumplir los contratos de suministro, tanto de

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

la capacidad de producción de cada fuente, como de la capacidad de procesamiento del gas producido y como de la capacidad de almacenamiento de dicho gas procesado. Los contratos TOP con compensación superior a un mes pueden por tanto, llevar a elevar los costos del suministro de modo que el beneficio esperado de dichas compensaciones superiores a un mes, sea inferior al costo resultante de la elevación del precio de suministro por las razones de la infraestructura adicional de producción, procesamiento y almacenamiento necesarias para garantizar la compensación, cuando sea nominada.

Se espera que la introducción de infraestructuras de regasificación y las posibilidades logísticas que permite el contar con gas natural licuado, permita el desarrollo de contratos que en el futuro puedan ofrecer compensaciones volumétricas de mayor plazo a los plazos de reposición mensual que actualmente se establecen en los contratos de modalidad CFXx actuales y propuestos, sin incurrir en mayores costos por ello.

1.5.1.6 GASES DE OCCIDENTE

"De una proyección de oferta signada por la incertidumbre y de una proyección de demanda seguramente subestimada, el balance resultante resultará espurio y de sus resultados no se podrá inferir la condición superavitaria o deficitaria de la oferta.

Consideramos que es función y competencia de la UPME y no de los agentes sectoriales, o de la CREG, definir las condiciones de superávit o déficit de oferta que puedan presentarse en el mercado de gas."

Respuesta:

Ver los numerales 2.2.1 y la respuesta al numeral 1.2.1.3.

Por otra parte, las declaraciones de producción de los vendedores del Mercado Primario ciertamente tienen un nivel de incertidumbre en cuanto a las variaciones de las cantidades de reservas 2P que pueden variar por los aspectos que rigen la determinación del nivel de reservas y de los recursos contingentes, por ejemplo, el precio de venta de referencia del gas natural o el precio de venta del petróleo, en los casos de gas asociado con crudo. Sin embargo, sí se puede observar tendencias en las declaraciones de potencial de producción que son publicadas por el MME, tal como se muestra en la Figura 5, Figura 6 y la Figura 10.

Por el lado de los compradores también se espera que se desarrollen continuamente estimaciones de corto, mediano y largo plazo, mediante las cuales parten de demandas actuales y futuras que son propias de su actividad, que tienen un nivel de incertidumbre que se puede mitigar conformando una estrategia de compras de corto, mediano y largo plazo, siendo las de largo plazo aquellas, por ejemplo, que definitivamente se deberán atender en cualquier circunstancia, como por ejemplo la Demanda Esencial. Parte de los beneficios esperados con la propuesta de realización de balances trimestrales tiene por objeto posibilitar un mejoramiento de las estrategias de compra del gas en el Mercado Primario, sobre todo para el caso de los compradores (ver el numeral 4.11.1).

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Para la propuesta también se tuvo en cuenta la propuesta realizada por la Misión de Transformación Energética¹⁷ pero se consideró dejar en libertad de cada comercializador su estrategia de aseguramiento de las compras para atender su mercado.

1.5.1.7 GASES DE OCCIDENTE

“Una inquietud final se relaciona con la competencia que tiene la CREG para definir la forma en que se aplican eventuales racionamientos de gas. El artículo 2.2.2.2.4 del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, modificado por el Decreto 2345 de 2015, establece que cuando se trate de un racionamiento programado de gas natural, el Ministerio de Minas y Energía fijará el orden de atención de la demanda entre los Agentes que tengan el mismo nivel de prioridad según lo dispuesto en el artículo 2.2.2.2.1 del mismo Decreto. Estas facultades y competencias deben ser revisadas por la CREG, previa cualquier decisión que adopte sobre este tema.”

Respuesta:

No es claro lo que se expone dentro del comentario.

Sin perjuicio de lo anterior, se sugiere ver numeral 2.2.3 del presente documento.

Adicionalmente, en la propuesta no se incluyen aspectos operativos relativos a eventuales racionamientos de gas natural y el orden de atención de la demanda, sino que utiliza la prelación establecida por el MME en el Decreto 1073 de 2015 para dicha atención.

¹⁷ “En cuanto al aspecto temporal de esos contratos, se propone un esquema similar al de la asignación de capacidad de transporte incremental en el Reino Unido. Para cada año, estarían disponibles contratos de suministro y contratos de capacidad de regasificación de duración anual, para los próximos diez (10) años. Las obligaciones, que deben ser supervisadas, serían las siguientes

□ Cada comercializador que sirve a usuarios finales del servicio, o que intermedie con comercializadores que atiendan usuarios finales del servicio, así como los usuarios no regulados que actúen directamente en el mercado, cuenten el 1 de diciembre de cada año con contratos de suministro de gas doméstico y/o contratos de servicios de regasificación que les permitan atender su demanda durante los siguientes dos (2) años. La demanda de referencia sería la correspondiente a la registrada en los doce (12) meses previos al 1 de diciembre de cada año.

□ Cada comercializador debe demostrar que cuenta con contratos de suministro y/o contratos de servicios de regasificación para la misma demanda de referencia, para los años 3, 4 y 5 que les permita atender el 50% de dicha demanda.

□ Finalmente, cada comercializador debe contar, para los años del 5 al 10, con contratos de suministro y/o contratos de servicios de regasificación que le permitan atender el 5% de su demanda de referencia.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

1.5.1.8 GASES DE OCCIDENTE

"Tanto en este Proyecto de Resolución, como en el Proyecto de Resolución CREG-227 de 2021, se mencionan y en este último además se definen los 'Pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución'. Propone la CREG la siguiente definición para estos usuarios:

"Corresponde a los usuarios regulados que se encuentran clasificados por el CIIU como comerciales y que, a su vez, se encuentran conectados a un sistema de distribución en un Mercado Relevante de Comercialización".

La clasificación de estos usuarios de acuerdo con el CIIU no resulta adecuada. Existen algunas actividades definidas como comercio, que pueden también ser clasificadas como industrias.

Se sugiere que la CREG defina a los 'Pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución' como aquellos usuarios cuya actividad principal sea comercial y no productiva como sucede en algunos casos. Es decir, el consumo de gas se destine mayoritariamente a la actividad comercial y se establezca un tope razonable de consumo mensual, que permita su clasificación como 'pequeños', así como también cotejar las obligaciones y restricciones establecidas tanto en este Proyecto de Resolución, como en el Proyecto de Resolución CREG-227 de 2021, con las libertades dadas a los usuarios en el Proyecto de Resolución CREG 702-002 de 2022."

Respuesta:

No se encuentra comentario a alguna propuesta realizada en la Resolución CREG 226 de 2021.

En todo caso se tendrá en cuenta el comentario para la propuesta de resolución de los usuarios no regulados y de la fórmula tarifa general para usuarios regulados.

1.6 HOCOL

1.6.1.1 HOCOL

"Incorporación de mecanismos de flexibilización en la comercialización en el mercado mayorista, como los que se enumeran a continuación, y que responden a solicitudes presentadas previamente en procura de maximizar la disponibilidad de gas para atender las necesidades de la demanda y generar mayor liquidez en el mercado.

- Comercialización del gas disponible de las Fuentes de Suministro que no son parte de las establecidas en el Artículo 19 de la resolución CREG 226 de 2021 (Campos mayores) en cada Trimestre Estándar, reemplazando el mecanismo de comercialización anual establecido.*
- Flexibilidad para suscribir contratos con duración desde un trimestre hasta 10 años.*
- El inicio de los contratos podrá ocurrir el primer día calendario de cualquier Trimestre Estándar dentro de los 12 trimestres siguientes al registro del contrato.*
- Flexibilidad para comercialización de gas proveniente de campos costa afuera, yacimientos no convencionales y fuentes de suministro que requieran logísticas especiales para su comercialización, como GNC o GNL.*
- Negociación directa en contratos firmes para excedentes del MADE en Campos Mayores, cuando el balance es excedentario.*

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

- *Flexibilidad para los Campos Mayores en la suscripción de Contratos con Interrupciones mediante negociaciones directas y con duración mensual.*
- *Opción de renovación de los contratos para atención de la Demanda Esencial, una vez entre en vigencia la resolución CREG 226 de 2021.*
- *Posibilidad de contratar cantidades variables para los diferentes Trimestres Estándar.*
- *Oportunidad de solicitar a la CREG la inclusión de modalidades contractuales adicionales a las establecidas en la resolución CREG 226 de 2021"*

Respuesta:

Con base en los comentarios recibidos de la Resolución CREG 226 de 2021, se plantean en la nueva propuesta algunos cambios a lo inicialmente publicado, que está incluido en el comentario recibido:

- Los contratos con la nueva propuesta podrán suscribirse sin el límite de 10 años, siempre y cuando se haya declarado previamente al MME por parte del productor-comercializador o por el comercializador de gas importado, PTDV/CIDV para el período de duración del contrato y a su vez el agente vendedor haya declarado al Gestor del Mercado previamente, las cantidades de PTDVF/CIDVF que se ofrecen en oferta para suscribir contratos de tipo firme.
- La comercialización (venta) del gas natural proveniente de los campos o con condiciones de suministro a los que se les permite la negociación directa y el registro de contratos en cualquier momento del año, pueden desarrollar sus mecanismos de comercialización cumpliendo con lo establecido respecto del mecanismos de acceso MADE. Esto se permite siempre y cuando el suministro sea del tipo firme, que por tanto requiere de Respaldo Físico, en aquellos trimestres estándar en los que en el balance comercial más recientemente publicado a la fecha en que se desea registrar el contrato ante el Gestor del Mercado, se haya encontrado que hay una oferta comercial firme excedentaria para el Punto de Referencia de tal Fuente de Suministro. De lo contrario, deberá aplicarse el mecanismo de acceso establecido cuando se presenta dicha situación de balance de oferta.
- Aunque en la propuesta inicial de la Resolución CREG 226 de 2021 se establecía que los contratos vigentes que atienden Demanda Esencial podrían prorrogarse hasta como máximo por cuarenta (40) Trimestres Estándar, a partir de los comentarios recibidos y de los ajustes propuestos al mecanismo de acceso MADE, en la nueva propuesta no se permite la prórroga de ningún tipo de contrato para ningún tipo de demanda sea esta Esencial o no lo sea. Lo anterior porque el mecanismo MADE y su aplicación eficaz busca que la demanda en general tenga acceso en igualdad de condiciones, a las cantidades PTDVF/CIDVF declaradas por los vendedores, sin que en dichas declaraciones haya cantidades disminuidas por efecto de permitirse prórrogas de contratos vigentes. Es de tenerse en cuenta que con el MADE, cuando hay oferta comercial deficitaria, se distribuyen a prorrata de participación tanto de la oferta como de la demanda, las cantidades disponibles declaradas, de tal modo que al final de un proceso de contratación para el trimestre y punto de referencia con dicho déficit todos los compradores que atienden Demanda Esencial tengan el mismo precio de contratación promedio ponderada, que será resultante de contratos con precios diferentes dependiendo de cada fuente de suministro contratada en el punto de referencia.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Ha de tenerse en cuenta que actualmente no es permitida la prórroga de contratos registrados ante el Gestor del Mercado ya que en el Anexo 1 de la Resolución CREG 186 de 2020 se establece que los compradores y vendedores del Mercado Primario deben actualizar el registro de un contrato ante el Gestor del Mercado, en los eventos en que exista cesión, terminación anticipada o modificación del contrato de suministro de gas natural.

1.6.1.2 HOCOL

“Aclarar y dejar explícito el régimen negocial y contractual de los Contratos de Suministro de Contingencia (CSC), en la medida en que si bien por su naturaleza y definición, el CSC guarda similitudes con los contratos en firme y requiere respaldo físico, también su naturaleza y definición marcan sus importantes diferencias tanto en mecanismos de negociación, como en las particularidades del contrato, entre ellas, la vigencia del mismo. Teniendo en cuenta lo anterior, este tipo de contratos que están llamados a atender contingencias, no podrían quedar sujetos a la utilización, proceso y tiempos que implica seguir el MADE; sin embargo, en varios artículos de la propuesta, incluyendo el Artículo 21, se habla de la negociación de contratos de suministro que requieren Respaldo Físico, sin hacer exclusión al CSC que por definición requiere Respaldo Físico. Misma situación se presenta en el Artículo 22 respecto de las condiciones de negociación de los contratos de suministro de gas que requieren Respaldo Físico, condiciones que desnaturalizarían el CSC y su vocación temporal y excepcional.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se deja explícito que para la negociación de los contratos de suministro de contingencia no se debe dar aplicación a lo establecido en el mecanismo de acceso MADE.

1.7 MADIGÁS

1.7.1.1 MADIGAS INGENIEROS S.A.

"Según la Res. CREG 226 de 2021; (parágrafo 1 del Art. 27) el vendedor del Mercado Secundario deberá entregar el gas en el Punto de Entrega pactado en los contratos de derechos de suministro; el cual deberá corresponder a uno de los puntos estándar listados en la Circular que la CREG publique para esos efectos; y deberá asumir los costos para transportarlo hasta ese punto. La información de precios del gas natural que será comercializado en el mercado secundario y la de los costos de transporte que asumirá hasta el Punto Estándar de entrega deberá desagregarse; tanto en los contratos de derechos de suministro; como también informarse al Gestor de manera desagregada.- En adición a esto; la Res. CREG 185 de 2020 (Art. 27 también) el precio máximo para las capacidades firmes contratadas en estas negociaciones directas será el mismo que se haya negociado en el mercado primario para el tramo o grupo de gasoductos sobre el que se contrate la capacidad.

Con base en lo anterior; al ofrecer el gas con transporte existiría libertad sobre el precio de venta de la molécula (Art. 30 de la Res. 226 de 2021) no obstante el precio de oferta debe incluir el

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

costo de transporte para entrega del gas en el punto de entrega pactado contractualmente y dicho valor debe discriminarse y solo podría corresponder a los mismos cargos regulados que estén pactados con el transportador en el contrato del mercado primario; por tanto se sigue que exista un margen para comercialización. De manera atenta; solicitamos se incorpore un margen de intermediación por la comercialización de la capacidad de transporte en el mercado secundario como incentivo a que se pueda ofertar en el mercado dichos excedentes."

Respuesta:

El contrato de derechos de suministro de gas natural en el Mercado Secundario se limita exclusivamente al suministro del gas. No se trata entonces de dos contratos diferentes, uno de derechos de suministro y otro de transporte, sino de un solo contrato de derechos de suministro en un punto de entrega, en el que el transporte asumido por el vendedor es un costo a trasladar en el contrato, por lo que el margen se ocasiona solamente por motivo del suministro.

En este sentido, la propuesta de la Resolución CREG 226 de 2021 no incluye modificaciones a la regulación de los contratos de capacidad de transporte del mercado secundario contenida en la Resolución CREG 185 de 2020, y aquellas que la modifican.

1.8 PRIME ENERGÍA

1.8.1.1 PRIME ENERGIA

"De acuerdo con las conclusiones del análisis de balance comercial desarrollado por esta Comisión sobre el abastecimiento futuro de la demanda nacional de gas natural planteado en el documento CREG 188 soporte de la propuesta regulatoria en comento, para abril de 2026 se presentaría un eventual déficit continuo de oferta comercial de gas natural en firme. Del anterior análisis, preocupa la no inclusión de las demandas proyectadas para el sector termoelectrico al considerar que la demanda de gas de generación termoelectrica no es Demanda Esencial según la definición normativa gubernamental vigente, teniendo en cuenta que, de llegar a incluir las demandas térmicas y de petróleos se podría evidenciar un escenario más crítico."

Respuesta:

Ver respuesta a 1.2.1.1.

1.8.1.2 PRIME ENERGIA

"Respecto a las alternativas de gas natural importado, si bien la propuesta regulatoria busca incentivar su comercialización a través de varios aspectos de flexibilidad en la comercialización (negociación directa, no obligatoriedad de cumplir con los requisitos mínimos establecidos por la CREG, libre negociación y modalidad contractual, etc) aún quedaría pendiente por definir señales regulatorias para que el sector térmico acceda al gas natural importado (fuentes de importación y facilidades de regasificación) de manera eficiente y financieramente viable y sostenible."

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

La regulación respecto del acceso de los Agentes que la requieran a las Interconexiones Internacionales de Gas Natural, a la(s) infraestructura(s) de regasificación que se adopte(n) en los Planes de Abastecimiento de Gas Natural actuales y futuros y a las capacidades no utilizadas y/o no comprometidas por parte de los propietarios y/u operadores de estas últimas, se desarrollará en resolución aparte, para ser aplicada a cualquier tipo de demanda del sector de gas natural.

1.8.1.3 PRIME ENERGIA

"Quedaría pendiente por definir señales regulatorias para que el sector térmico acceda al gas natural importado (fuentes de importación y facilidades de regasificación) de manera eficiente y financieramente viable y sostenible. De acuerdo con los lineamientos de política pública, el Artículo 2.2.2.2.41 del Decreto 1073 de 20153, la CREG tiene la facultad de establecer incentivos para la importación de gas natural, incentivos que deben estar armonizados con otras propuestas regulatorias como la resolución CREG 132 de 2021 con el fin de brindar señales al mercado bajo un esquema integral de respaldo del sector térmico con gas natural importado.

Consideramos que lo anterior, cada día, se hace más relevante dado que Colombia cuenta con una única facilidad de regasificación y fuente de importación de gas natural cuyo esquema regulatorio vence el 30 de noviembre de 2025."

Respuesta:

Ver respuesta a 1.8.1.2.

1.9 PROMIGAS

1.9.1.1 PROMIGAS

"Se coincide con la CREG en lo referente a la eliminación de los Contratos C1 y C2 por su poca efectividad. Estas modalidades contractuales, su interdependencia en términos de firmeza y las subastas diseñadas, no se adaptan a los requerimientos de suministro de gas de los agentes sectoriales."

Respuesta:

Ver respuesta a 1.5.1.1.

1.9.1.2 PROMIGAS

"Se coincide con la CREG en lo referente a la eliminación de las subastas bimestrales de los contratos firmes. La propuesta de establecer contratos con duración mínima trimestral y contratos con duración mensual en el mercado primario brinda flexibilidad a las demandas con variabilidad

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

estacional, pero dicha flexibilidad no resulta adecuada para demandas continuas o permanentes.”

Respuesta:

Ver respuesta a 1.5.1.1.

1.9.1.3 PROMIGAS

“La Comisión también debe considerar, cuando adopte la decisión final en lo referente a la duración de los contratos, que entre menor es el plazo de los contratos de suministro y transporte, menor será el incentivo para desarrollar infraestructura de producción, importación y transporte. La expansión de la oferta y la expansión o extensión de gasoductos requiere contratación de largo plazo.”

Respuesta:

Ver respuesta a 1.5.1.3.

1.9.1.4 PROMIGAS

“Se coincide con la CREG en lo referente a la eliminación de las subastas mensuales de contratos interrumpibles. Así mismo, se encuentra razonable que dichos contratos se puedan negociar directamente con sujeción a algunas de las reglas planteadas por la CREG.”

Repuesta:

Ver repuesta a 1.4.1.1

1.9.1.5 PROMIGAS

“La CREG ha sido reticente en introducir períodos de reposición del gas contratado bajo las modalidades CF95 (y CF80), típicamente establecidos en doce (12) meses en mercados más desarrollados.”

Respuesta:

Ver respuesta a 1.5.1.5.

1.9.1.6 PROMIGAS

"De una proyección de oferta signada por la incertidumbre y de una proyección de demanda seguramente subestimada, el balance resultante resultará espurio y de sus resultados no se podrá inferir la condición superavitaria o deficitaria de la oferta.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Consideramos que es función y competencia de la UPME y no de los agentes sectoriales, o de la CREG, definir las condiciones de superávit o déficit de oferta que puedan presentarse en el mercado de gas."

Respuesta:

Ver repuesta a 1.5.1.6.

1.9.1.7 PROMIGAS

"Una inquietud final se relaciona con la competencia que tiene la CREG para definir la forma en que se aplican eventuales racionamientos de gas. El artículo 2.2.2.2.4 del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, modificado por el Decreto 2345 de 2015, establece que cuando se trate de un racionamiento programado de gas natural, el Ministerio de Minas y Energía fijará el orden de atención de la demanda entre los Agentes que tengan el mismo nivel de prioridad según lo dispuesto en el artículo 2.2.2.2.1 del mismo Decreto. Estas facultades y competencias deben ser revisadas por la CREG, previa cualquier decisión que adopte sobre este tema."

Respuesta:

Ver respuesta a 1.5.1.7

1.9.1.8 PROMIGAS

"Tanto en este Proyecto de Resolución, como en el Proyecto de Resolución CREG-227 de 2021, se mencionan y en este último además se definen los 'Pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución'. Propone la CREG la siguiente definición para estos usuarios:

'Corresponde a los usuarios regulados que se encuentran clasificados por el CIIU como comerciales y que, a su vez, se encuentran conectados a un sistema de distribución en un Mercado Relevante de Comercialización'.

La clasificación de estos usuarios de acuerdo con el CIIU no resulta adecuada. Existen algunas actividades definidas como comercio, que pueden también ser clasificadas como industrias.

Se sugiere que la CREG defina a los 'Pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución' como aquellos usuarios cuya actividad principal sea comercial y no productiva como sucede en algunos casos. Es decir, el consumo de gas se destine mayoritariamente a la actividad comercial y se establezca un tope razonable de consumo mensual, que permita su clasificación como 'pequeños', así como también cotejar las obligaciones y restricciones establecidas tanto en este Proyecto de Resolución, como en el Proyecto de Resolución CREG-227 de 2021, con las libertades dadas a los usuarios en el Proyecto de Resolución CREG 702-002 de 2022."

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Ver respuesta a 1.5.1.8.

1.10 SPEC

1.10.1.1 SPEC

"La estructura regulatoria no se ajusta a las prácticas comerciales de la mayoría de los mercados a nivel mundial, que al igual que Colombia tuvieron el interés de abrir su mercado al GNL como fuente de diversificación y complemento de la oferta de gas nacional. Si bien los países vecinos en América Latina, como México, Brasil, Chile, sin hablar de países europeos como España, cuentan con mayor desarrollo del mercado de gas importado, desde el inicio permitieron que los comercializadores y los usuarios no regulados gestionaran directamente sus compras y se convirtieran en participantes activos en el mercado internacional de GNL.

Esta práctica debería habilitarse en el mercado mayorista de gas natural colombiano, considerando que no solo le dará una mayor dinámica al mismo, sino que cumpliría con las disposiciones de la Resolución 057 de 1996, considerando que los compradores del mercado primario no comercializarían el gas a otros remitentes. Los comercializadores utilizarían ese gas para atender su propia demanda y los usuarios no regulados lo consumirían en sus procesos productivos o para generar energía. SPEC LNG respetuosamente le sugiere analizar esta práctica para ser incorporada en la regulación, teniendo en cuenta que aportaría en la consolidación del gas natural importado en el país, sobre todo que, ha tenido buenos resultados a nivel internacional."

Respuesta:

Actualmente existe la definición en el Decreto 1073 de 2015 de **"Agente Importador de Gas: Persona jurídica que importa gas. Cuando el Agente Importador vende gas importado para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible, es un comercializador"**. A partir de esta definición la CREG definió de manera específica en la Resolución CREG 062 de 2013 modificada por la Resolución CREG 152 de 2013, de la siguiente manera:

"Agente comercializador - importador de Gas Natural Importado – AC.- Persona jurídica importadora de gas natural, seleccionada o constituida, en todo caso como una sociedad S.A. E.S.P, por parte del Grupo de Generadores Térmicos – GT, y cuyo objeto social principal consistirá en efectuar las operaciones de compra de GNL de los mercados internacionales y destinado a la atención de demandas contingentes que se requieran y que se presten a través del AI, de conformidad con los contratos que celebre con del Grupo de Generadores Térmicos – GT o sus miembros individualmente considerados. Cuando el AC vende el gas natural importado – GNI para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible, es un comercializador de gas importado. Este agente deberá cumplir con los mismos requerimientos que se establecen para los comercializadores al momento de su constitución y entrada al mercado."

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Posteriormente la CREG incluyó la siguiente definición general en la Resolución CREG 089 de 2013 que sigue siendo definido de la misma manera en la Resolución CREG186 de 2020 y sobre la cual no se propone cambios en la propuesta:

“Comercializador de gas importado: agente importador de gas que vende el gas importado para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible.”

De la definición ministerial de Agente Importador de Gas se deduce que dicho agente no puede vender gas importado para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible, y quien puede hacerlo debe ser un comercializador de gas importado. Esto implica limitaciones al agente importador de gas, que se insiste no puede ser un comercializador de gas importado, en el sentido de que cuando tiene excedentes de compras que debe pagar, así no consume el gas, no tiene manera de vender el gas importado a usuarios o agentes del servicio público de gas combustible, lo cual limita sus posibilidades.

En este sentido hay dos aspectos que se regulan en actos diferentes por la CREG: las condiciones de comercialización del suministro de gas obtenido en el exterior para la atención del servicio público y el acceso a las infraestructuras de importación, que incluye infraestructuras de regasificación, del gas obtenido en el exterior. Sobre esto último es importante tener en cuenta lo establecido en el Decreto 1073 de 2015 en los artículos 2.2.2.36¹⁸ y 2.2.2.40¹⁹ :

1.11 SURTIGÁS

1.11.1.1 SURTIGAS

“Se coincide con la CREG en lo referente a la eliminación de los Contratos C1 y C2 por su poca efectividad. Estas modalidades contractuales, su interdependencia en términos de firmeza y las subastas diseñadas, no se adaptan a los requerimientos de suministro de gas de los agentes sectoriales.”

¹⁸ “ARTÍCULO 2.2.2.36. Acceso a las Interconexiones Internacionales de Gas Natural. Los propietarios y/o transportadores en las Interconexiones Internacionales de Gas Natural están en la obligación de dar acceso a otros Agentes que requieran de dicha infraestructura para efectuar Intercambios Comerciales Internacionales de Gas, siempre y cuando, ello sea técnica y económicamente viable.

PARÁGRAFO 1. Las condiciones técnicas y económicas para el acceso a la Interconexión Internacional de Gas Natural serán acordadas libremente entre las partes.

PARÁGRAFO 2. Cuando las partes no lleguen a un acuerdo sobre el acceso a dicha infraestructura el asunto se someterá a la decisión del MME o de la CREG, según sus competencias.”

¹⁹ “ARTÍCULO 2.2.2.40. Acceso a la capacidad de la Infraestructura de Regasificación. Los Agentes propietarios y/u operadores de la Infraestructura de Regasificación deberán permitir el acceso a la capacidad no utilizada y/o no comprometida a los Agentes que la requieran, siempre y cuando, se cumplan las siguientes condiciones: (i) se cuente con capacidad disponible para ser contratada, y (ii) no se interfiera ni se ponga en riesgo el cumplimiento de los contratos vigentes por asumir nuevos compromisos contractuales.

PARÁGRAFO 1. Los Agentes solo podrán ejercer el derecho de acceso a la capacidad de la infraestructura de regasificación mediante la celebración del contrato respectivo con el propietario y/u operador.

PARÁGRAFO 2. Cuando las partes no lleguen a un acuerdo sobre el acceso, el asunto se someterá a la decisión del MME. Para este efecto, el Ministerio podrá solicitar concepto a la CREG.”

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Ver respuesta a 1.5.1.1.

1.11.1.2 SURTIGAS

“Se coincide con la CREG en lo referente a la eliminación de las subastas bimestrales de los contratos firmes. La propuesta de establecer contratos con duración mínima trimestral y contratos con duración mensual en el mercado primario brinda flexibilidad a las demandas con variabilidad estacional, pero dicha flexibilidad no resulta adecuada para demandas continuas o permanentes.”

Respuesta:

Ver respuesta a 1.5.1.1.

1.11.1.3 SURTIGAS

La Comisión también debe considerar, cuando adopte la decisión final en lo referente a la duración de los contratos, que entre menor es el plazo de los contratos de suministro y transporte, menor será el incentivo para desarrollar infraestructura de producción, importación y transporte. La expansión de la oferta y la expansión o extensión de gasoductos requiere contratación de largo plazo.

Respuesta:

Ver respuesta a 1.5.1.3.

1.11.1.4 SURTIGAS

“Se coincide con la CREG en lo referente a la eliminación de las subastas mensuales de contratos interrumpibles. Así mismo, se encuentra razonable que dichos contratos se puedan negociar directamente con sujeción a algunas de las reglas planteadas por la CREG.”

Repuesta:

Ver repuesta a 1.4.1.1

1.11.1.5 SURTIGAS

“La CREG ha sido reticente en introducir períodos de reposición del gas contratado bajo las modalidades CF95 (y CF80), típicamente establecidos en doce (12) meses en mercados más desarrollados.”

Respuesta:

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Ver respuesta a 1.5.1.5.

1.11.1.6 SURTIGAS

"De una proyección de oferta signada por la incertidumbre y de una proyección de demanda seguramente subestimada, el balance resultante resultará espurio y de sus resultados no se podrá inferir la condición superavitaria o deficitaria de la oferta.

Consideramos que es función y competencia de la UPME y no de los agentes sectoriales, o de la CREG, definir las condiciones de superávit o déficit de oferta que puedan presentarse en el mercado de gas."

Respuesta:

Ver repuesta a 1.5.1.6.

1.11.1.7 SURTIGAS

Una inquietud final se relaciona con la competencia que tiene la CREG para definir la forma en que se aplican eventuales racionamientos de gas. El artículo 2.2.2.2.4 del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, modificado por el Decreto 2345 de 2015, establece que cuando se trate de un racionamiento programado de gas natural, el Ministerio de Minas y Energía fijará el orden de atención de la demanda entre los Agentes que tengan el mismo nivel de prioridad según lo dispuesto en el artículo 2.2.2.2.1 del mismo Decreto. Estas facultades y competencias deben ser revisadas por la CREG, previa cualquier decisión que adopte sobre este tema.

Respuesta:

Ver respuesta a 1.5.1.7

1.11.1.8 SURTIGAS

"Tanto en este Proyecto de Resolución, como en el Proyecto de Resolución CREG-227 de 2021, se mencionan y en este último además se definen los ‘Pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución’. Propone la CREG la siguiente definición para estos usuarios:

‘Corresponde a los usuarios regulados que se encuentran clasificados por el CIIU como comerciales y que, a su vez, se encuentran conectados a un sistema de distribución en un Mercado Relevante de Comercialización’.

La clasificación de estos usuarios de acuerdo con el CIIU no resulta adecuada. Existen algunas actividades definidas como comercio, que pueden también ser clasificadas como industrias.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Se sugiere que la CREG defina a los ‘Pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución’ como aquellos usuarios cuya actividad principal sea comercial y no productiva como sucede en algunos casos. Es decir, el consumo de gas se destine mayoritariamente a la actividad comercial y se establezca un tope razonable de consumo mensual, que permita su clasificación como ‘pequeños’, así como también cotejar las obligaciones y restricciones establecidas tanto en este Proyecto de Resolución, como en el Proyecto de Resolución CREG-227 de 2021, con las libertades dadas a los usuarios en el Proyecto de Resolución CREG 702-002 de 2022.”

Respuesta:

Ver respuesta a 1.5.1.8.

1.12 TEBSA

1.12.1.1 TEBSA

“¿Cómo la propuesta aporta para una adecuada coordinación gas electricidad para garantizar que los generadores térmicos a gas cuenten con las garantías comerciales y operativas para atender las exigencias del mercado de energía eléctrica definidas por la misma Comisión?”

Respuesta:

La propuesta establece ajustes a las reglas de funcionamiento del Mercado Mayorista de Gas Natural que se aplican a cualquier tipo de agente o de sector de consumo. Por otra parte, no se entiende en el comentario a qué exigencias específicas se hace referencia cuando se enuncia “*las exigencias del mercado de energía eléctrica*”, si es por ejemplo lo que tiene que ver con los requerimientos regulatorios sobre las Obligaciones de Energía Firme, en los que determina el tipo de contratos de suministro y transporte de los recursos energéticos que usan las centrales de generación que deben presentar para acreditar el cumplimiento de esos requisitos; si se trata de garantías de cumplimiento de los contratos de suministro de gas natural en particular; o si se trata de la coordinación operativa para las nominaciones y renominaciones de gas, así como las autorizaciones de los vendedores para cumplir con despacho, redespachos de las centrales de generación en el día de generación.

Se debe tener en cuenta eso sí que los generadores del sector eléctrico son quienes deciden qué fuente energética utilizan en sus centrales de generación para tener la capacidad de producir la energía eléctrica y de hacerlo cuando sea llamado a generar y así cumplir sus obligaciones comerciales y operativas con dicho sector.

1.12.1.2 TEBSA

“¿Cómo la CREG garantizará el combustible flexible, acorde a las condiciones de uso en virtud de las altas variaciones al despacho y a la estacionalidad para la generación térmica?”

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

La CREG determina las reglas del funcionamiento del Mercado Mayorista, entre ellas la conformación del Mercado Primario y del Mercado Secundario dentro del Mercado Mayorista, las modalidades contractuales, las condiciones mínimas de los contratos y los mecanismos de comercialización del suministro y del transporte de gas natural. Corresponde a los agentes vendedores y compradores de suministro de gas natural utilizar dichas reglas para obtener el gas que requiere cada sector de consumo.

En el Mercado Secundario inicialmente se busca negociar en venta aquellas cantidades contratadas en el Mercado Primario para propio consumo o atención de usuarios propios, que no fue necesario consumir en un período determinado debido a que, por ejemplo, las condiciones de uso son de alta variación y no corresponden a un patrón periódico.

En la evolución del Mercado Primario iniciada con la Resolución CREG 089 de 2013, se han establecido ajustes en las modalidades contractuales que han buscado que se puedan atender a aquellos usuarios que presentan altas variaciones de consumo, como fue el caso de la modalidad contractual C1. Sin embargo, por diferentes circunstancias la efectividad y uso de dicha modalidad fue casi nula.

Con la nueva propuesta de ajuste se busca dar mayor flexibilidad para que los contratos se puedan acomodar de mejor manera a consumos estacionales de ciertos usuarios, entre ellos los del sector térmico. Se trata entonces de que se puedan suscribir y registrar contratos de mediano y largo plazo (superiores a 1 año de duración) en el que se pueden establecer, entre otros aspectos, cantidades diferentes de ejecución en cada trimestre de dicho contrato y ecuaciones de actualización de precios que pueden ser modificadas en el tiempo para uso en períodos diferentes a un año. Asimismo, se proponen contratos de duración mensual para ser ejecutados en el siguiente trimestre al trimestre de negociación o incluso durante el mismo trimestre de negociación. En cuanto a los vendedores del Mercado Primario se les permite actualizaciones trimestrales de sus declaraciones de oferta de PTDF/CIDVF.

También con la propuesta se propone un procedimiento de información y de publicación de las cantidades ofertadas en firme pero también de las cantidades requeridas por los compradores, así como el desarrollo de balances comerciales de oferta – demanda. Asimismo, se propone la negociación trimestral del suministro, dejando de lado la negociación anual actualmente establecida.

Se espera que con la combinación de esto ajustes en las condiciones del contenido de los contratos, condiciones de su negociación, modalidades contractuales y el uso del Mercado Secundario, aquellos usuarios con altas variaciones en el consumo, en general y usuarios del sector térmico que pretendan la asignación de Obligaciones de Energía Firme – OEF, cuenten con mayores flexibilidades que les permitan tomar sus decisiones y viabilizar proyectos a partir de la disponibilidad y uso del gas natural

Por último, en la propuesta se incluye la posibilidad de que sean los mismos agentes quienes propongan modalidades contractuales, de modo que, si las establecidas por la CREG no parecen suficientes, haya una alternativa de incorporar otras que no hayan sido de iniciativa de la CREG.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

1.12.1.3 TEBSA

“¿Considera la Comisión que se establecerán mecanismos adicionales a los existente, para garantizar la continuidad en la prestación del servicio por parte de la Terminal de Regasificación de Cartagena por lo menos por diez (10) años más?”

Respuesta:

No es parte del alcance de las reglas del Mercado Mayorista de suministro de gas establecer mecanismos de remuneración de infraestructuras de importación de gas, incluidas las infraestructuras de regasificación.

Por otro lado, la CREG en resoluciones aparte, determina las condiciones de selección y remuneración de los proyectos adoptados por el MME en los planes de abastecimiento de gas natural y las condiciones de acceso a los servicios asociados de dichos proyectos, de acuerdo con lo previsto en la Agenda regulatoria Indicativa 2023.

Adicionalmente, se sugiere Ver respuesta al 1.10.1.1.

1.13 TGI

1.13.1.1 TGI

"Considerar dentro de los aspectos comerciales del suministro lo relacionado con los Acuerdos Operativos de Balance – OBA u alguna otra metodología para atender los desbalances en los puntos de entrada, pues se requiere una herramienta que coadyuve a las definidas en la Resolución Creg 185 de 2020 para alcanzar la estabilidad operativa en el sistema.

Respecto a lo anterior, es preciso resaltar que desde la expedición de la Resolución Creg 089 de 2013 no se ha logrado la firma de ningún OBA con los Productores y aunque ellos entienden que independientemente de lo consumido por el cliente se paga lo contratado, en la operatividad del SNT los desbalances diarios gas del productor no son tenidos en cuenta, sin embargo en los casos de pérdida de gas de los remitentes este sí debe ser devuelto a los productores.

Así mismo, el Productor parece desconocer lo establecido en el RUT en cuanto a la indicación de que debe entregar el gas a una presión de hasta 1200 psig, pues ante las necesidades del Sistema de Transporte se evidencia que los productores aún teniendo posibilidad de ingresar el gas a mayor presión no lo han hecho, restando capacidad al sistema y generando variaciones significativas en los inventarios del mismo.

Lo anterior, ha permitido a los productores y remitentes manejar acorde a su conveniencia el gas de empaquetamiento del transportador, al punto de llevar en algunas ocasiones al límite de la operatividad del sistema.

Por todo lo descrito, proponemos que la resolución definitiva de los aspectos comerciales de suministro se incluya la definición de un esquema para la utilización de los desbalances por

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

puntos de entrada, donde sea explícito el manejo en tiempo y cantidad de dichos desbalances tanto positivos como negativos que se presenten, permitiendo mantener un empaquetamiento estable en el SNT. Para poner en marcha este planteamiento será necesario hacer un reinicio de las cuentas en cero, con un acuerdo entre las partes del desbalance acumulado en la fecha de corte."

Respuesta:

De los comentarios se advierte que están orientados a aspectos operativos regulados mediante el Reglamento Único de Transporte – RUT, los cuales no son parte del alcance de la Resolución CREG 186 de 2020, por lo que los ajustes propuestos a dicha resolución no pueden incluir aspectos de regulación establecidos en el RUT.

Sin embargo, para la CREG analizar el tema de ajuste al RUT se sugiere que se amplíe el comentario con ejemplos numéricos específicos de lo que se menciona conceptualmente.

1.13.1.2 TGI

"De otra parte y teniendo en cuenta lo establecido la resolución CREG 185 de 2020, según la cual el transportador debe recuperar a los dos días siguientes de sucedido, el desbalance, observamos que esos dos días son un tiempo insuficiente ya que si estos sobrepasan los contratos en firme de suministro de gas del Transportador, se podrían generar dificultades para la consecución del gas, ya que no existe ninguna prioridad de entrega para poder cubrir estos desbalances por parte del Transportador, ante lo cual proponemos que si el Transportador solicita gas a los productores o en el mercado secundario de suministro, estos den prioridad a lo requerido considerando que ello podría depender la estabilidad operativa del sistema."

Respuesta:

Ver respuesta a 1.13.1.1.

Por otra parte, siendo que el agente transportador menciona que se le establecen dos días para que recupere el gas después de ocurrido un desbalance en el sistema de transporte, en la duración de los contratos de suministro que éste suscriba se debería de tener en cuenta dicha circunstancia.

1.13.1.3 TGI

"Armonizar un poco más los contratos interrumpibles en suministro con la comercialización de transporte, de forma tal que se permita una duración trimestral a dichos contratos en armonía con los trimestres estándar aplicados para el transporte de gas natural."

Respuesta:

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Antes que nada, se debe tener en cuenta que la modalidad contractual establecida por la CREG se denomina “Contratos con Interrupciones”, que es diferente al tipo ministerial definido como “Contratos Interrumpibles”.

Los plazos de 1 mes de duración de los contratos con interrupciones solamente se aplican para los vendedores del Mercado Primario. En los contratos con interrupciones de los vendedores del Mercado Secundario se pueden pactar plazos de ejecución de entre 1 y 12 meses.

Por otra parte, se debe tener en cuenta que, en el mercado primario de transporte, el transportador sólo podrá comprometer a través de contratos con interrupciones, una capacidad igual o inferior a la capacidad disponible primaria para contratar. Lo anterior limitación no se presenta en los casos de los contratos con interrupciones de suministro, como se plantea en la propuesta, en la que las cantidades máximas a contratar podrían ser de hasta el 150% de la PTDV declarada al MME.

1.14 VANTI

1.14.1.1 VANTI

“Consideramos que no se podrán adoptar modificaciones al marco regulatorio actual del Mercado Mayorista, hasta que: i) se atiendan de manera integral los distintos comentarios, en especial, los comentarios efectuados en relación con la Resolución 227 de 2021 en los que observamos la inviabilidad de todas sus propuestas, derivadas de análisis, información y supuestos errados viciando su legalidad. La nueva propuesta debe estar respaldada con un análisis suficientemente soportado, que incluya un análisis de impacto que permita determinar la viabilidad y efectos de las propuestas regulatorias, y ii) se efectúen los análisis adicionales que las propuestas en curso requieren, incluyendo la Resolución 702-002.”

Respuesta:

Mediante la Resolución mencionada 227 de 2021 se hizo público un proyecto de resolución *“Por la cual se establecen las Fórmulas Tarifarias Generales que deberán aplicar los comercializadores que atienden usuarios regulados para establecer los costos de prestación del servicio público domiciliario de gas natural por redes de tubería”*. A su vez, la propuesta de la Resolución CREG 226 de 2021 corresponde solamente a un proyecto de resolución de carácter general *“Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de gas natural y se deroga parcialmente la Resolución CREG 186 de 2020.”*

En la propuesta de la Resolución CREG 227 de 2021 se establecen entre otros aspectos, las condiciones de traslado a los usuarios regulados de los costos incurridos por los comercializadores de dichos usuarios en la contratación del suministro del gas natural necesario para atender la demanda regulada. Por tanto, es conveniente que la resolución definitiva de funcionamiento del Mercado Mayorista sea adoptada previamente a la adopción de la resolución definitiva de las fórmulas tarifarias para los usuarios regulados.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

1.14.1.2 VANTI

“Como lo hemos manifestado en los comentarios de las demás propuestas regulatorias, sería inocuo desarrollar la oferta en las Fuentes de Suministro si el producto del gas, en los diferentes mercados, no logra llegar en condiciones de competitividad frente a los diferentes sustitutos. Por ello, es que para que el esfuerzo de todos los agentes involucrados en el desarrollo de esta oferta sea exitoso, es de suma importancia que se implemente lo más pronto posible, la tarifa en estampilla para el cobro del servicio de transporte. Con ella, se permitirá que se dé una real competencia entre los Vendedores de la molécula de gas, y en el caso del interior del país, se elimine la dependencia de un único oferente.”

Respuesta:

La regulación del Mercado Mayorista de Gas natural actual y los ajustes propuestos no tiene como alcance aspectos regulados en la metodología de remuneración de la actividad de transporte. Sin embargo, la propuesta de ajuste busca que se materialice mediante contratos, el potencial de producción de gas natural de las fuentes nacionales e incluso que se hagan mayores inversiones por parte de los productores-comercializadores con el fin de aumentar dicho potencial mediante las señales de mercado propuestas.

Asimismo, como parte de los efectos de la implementación de los proyectos adoptados por el MME en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural se espera que haya mayor competencia en el suministro para atender la demanda, que actualmente es limitada a ser atendida por muy pocos vendedores al no existir mayor comunicación mediante los sistemas de gasoductos existentes.

La potencial competitividad que pueden presentar energéticos sustitutos del gas natural, debe llevar en el marco mencionado arriba, a que los productores-comercializadores aumenten la competitividad de los precios ofrecidos ante el riesgo de perder compradores de gas natural existentes o potenciales que serán atendidos con sustitutos.

2 ARTÍCULO 1. OBJETO

2.1 ISAGEN

2.1.1.1 ISAGEN

“Actualizar al decreto vigente 1073-2015.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

2.2 OILGAS ENERGY

2.2.1.1 OILGAS ENERGY

"En atención a que los usuarios residenciales y los pequeños usuarios comerciales que no están inmersos en la red de distribución; no son considerados demanda esencial. Se sugiere incluir en el artículo 1 que a ese tipo de demanda no le son aplicables las disposiciones de la resolución a ser expedida."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La regulación del Mercado Mayorista debe ser aplicada para la atención de todos los usuarios del servicio público de gas combustible, independientemente del medio de transporte en que el gas es entregado al usuario final. Los ajustes que se proponen para la atención de la Demanda Esencial no implica que quienes no son parte de la misma según definición del MME, no sean parte de los usuarios del servicio público de gas combustible.

Por otro lado, entendemos de la definición del MME de Demanda Esencial que, cuando se hace referencia a “red de distribución”, se hace en función de la definición del servicio público domiciliario de gas combustible dada en el numeral 28 del Artículo 14 de la Ley 142 de 1994 que inicia diciendo *“Es el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible, **por tubería u otro medio**, desde un sitio de acopio de grandes volúmenes o desde un gasoducto central hasta la instalación de un consumidor final (...)*” (subrayado con resaltado fuera de texto).

De lo anterior entendemos que son parte de la Demanda Esencial los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, así la red de distribución en la que estén inmersos no sea mediante gasoducto, sino por otro medio. Un entendimiento como el propuesto implicaría una incorrecta aplicación de la definición hecha en el Decreto 1073 de 2015, así como adelantar un tratamiento desigual por parte de la Comisión sin ninguna justificación.

3 ARTÍCULO 2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

3.1 ECOPETROL

3.1.1.1 ECOPETROL

"En cuanto al ámbito de aplicación de la norma, en la propuesta regulatoria se plantea lo siguiente: ‘La presente Resolución aplica a todos los Participantes del mercado de gas natural. Para todos los efectos previstos en esta Resolución, le aplican al Gas Metano en depósitos de carbón (GMCD) que se comercialice con destino al Servicio público de gas combustible.’ (subrayas propias).

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Consideramos que la disposición subrayada es innecesaria, pues todo el gas natural de origen termogénico está sujeto a las mismas reglas, sin importar su origen. Además, su inclusión pudiera llevar a confusiones o interpretaciones sobre la aplicación diferencial de normas para estas fuentes en específico. Las disposiciones específicas para ciertas fuentes de suministro de desarrollan en el artículo 19 de la presente resolución.

En tal sentido, sugerimos eliminar."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Por otro lado, se entiende que para la comercialización del Gas metano en depósitos de carbón, se puede aplicar lo establecido para los Yacimientos No Convencionales.

3.2 OILGAS ENERGY

3.2.1.1 OILGAS ENERGY

"En atención a que los usuarios residenciales y los pequeños usuarios comerciales que no están inmersos en la red de distribución; no son considerados demanda esencial."

Respuesta:

Ver respuesta a 2.2.1.1.

4 ARTÍCULO 3. DEFINICIONES

4.1 ACP

4.1.1.1 ACP

"En la definición de mercado mayorista de gas natural, al especificar que los compradores adquieren el gas con Respaldo Físico para la atención del servicio público de gas combustible, se desconoce que en este mercado mayorista también se celebran contratos con interrupciones que no necesariamente están sujetos a respaldo físico."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se propone el ajuste correspondiente.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

4.1.1.2 ACP

“En la definición de Comercialización Minorista de gas natural, ¿Necesariamente debe tener intermediación de las tres actividades (compra, transporte y distribución de gas) para clasificarse como comercializador minorista? O este termino también aplica para el intermediario de compra de gas y transporte?”

Respuesta:

Se acoge el comentario

En la nueva propuesta se ajusta la definición de comercialización minorista.

4.1.1.3 ACP

“En la definición de Comercializador Minorista, ¿Un mismo comercializador puede ser mayorista y minorista? ¿Cual es la principal diferencia?”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se retira la definición de Comercializador Mayorista y se deja solamente la de Comercializador.

4.1.1.4 ACP

“En la definición de Participantes del Mercado Mayorista, por favor indicar cual es la definición de ‘Comercializador de GNVC’”.

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se incluye la definición comentada, que se utiliza tal como está establecida en el Decreto 1073 de 2015.

4.2 ANDESCO

4.2.1.1 ANDESCO

“Solicitamos aclarar cómo se entendería la definición de Respaldo Físico en el caso de importación de gas, que incluye actividades de almacenamiento y regasificación. Esto

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

considerando las particularidades del gas importado en comparación con las características de operación del respaldo físico en campos de producción del país.”

Respuesta:

Ver numeral 4.4.

4.3 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

4.3.1.1 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“En la Resolución no se encuentra incluida la definición de contrato mixto, que según el Decreto 1073 de 2015 es: ‘Contrato Mixto: Contrato escrito para prestar el servicio de suministro o de transporte de gas natural que involucra simultáneamente compromisos en Firme e Interrumpibles de volúmenes y/o capacidades de transporte de gas natural”.

Respuesta:

En la propuesta no se incluye la definición de Contrato Mixto ni de Contrato Interrumpible porque no tiene utilización en el desarrollo de los ajustes al Mercado Mayorista. En ese caso se debe acudir a la definición del Decreto 1073 de 2015.

4.3.1.2 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“En el artículo 3 no están las siguientes definiciones: Importación de GN, regasificación e Infraestructura de Importación de Gas.”

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

La definición de la actividad de importación no es de competencia de la CREG. Por otra parte, en los ajustes no se propone el uso de la expresión “regasificación” sino de “infraestructura de regasificación”, cuya definición se incluye.

4.3.1.3 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“En el artículo 3 no están las siguientes definiciones: Trimestre estándar de negociación y trimestre estándar de ejecución.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

4.3.1.4 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“La definición de mercado secundario sólo considera a los Comercializadores Mayoristas como agentes que puedan negociar sus derechos contractuales, mientras en el artículo 28 (vendedores de gas natural del mercado secundario) prevé que son vendedores en dicha instancia de negociación los Comercializadores Mayoristas, Comercializadores Minoristas con excedentes de gas en sus mercados de comercialización y Usuarios No Regulados que no consuman el gas contratado en el Mercado Primario.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se retira la definición de Comercializador Mayorista y la de Comercializador Minorista.

4.3.1.5 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

"1- Dado que se está precisando que los Comercializadores de GNCV son Participantes del Mercado, queda la inquietud de si estos deberán modificar su rol ante el Gestor del Mercado a Comercializador Mayorista o si deberá crearse expresamente dicho rol como 'Comercializador de GNCV'.

2- Existen Comercializadores Minoristas que presentan de manera simultánea la condición de Comercializadores Mayoristas, por lo que no es claro si dichos agentes deben estar registrados con ambos roles para el reporte de la información transaccional del mercado minorista a que hace referencia el numeral 3 del Anexo 1 de la propuesta regulatoria."

Respuesta:

Ver respuesta a 4.3.1.4.

Por otra parte, el comercializador de GNCV puede participar como un usuario no regulado en el Mercado Mayorista para efectos de la resolución propuesta.

Se debe tener en cuenta en todo caso que al comercializador de GNCV le aplica lo dispuesto en la Resolución CREG 08 de 1998 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

4.3.1.6 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

"El documento soporte señala que los puntos de referencia servirán a manera de nodos de agregación de oferta, de manera que a futuro, cuando se cuente con mayor interconexión entre los sistemas de la costa y el interior, el balance pueda ser cada vez más agregado permitiendo la realización de balances regionales y luego un balance nacional. Así mismo, establece que una de las condiciones es que se agregue la oferta disponible en firme – PTDVF de aquellas fuentes que compartan el punto de entrega:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

'b) Con base en lo anterior, el Gestor del Mercado de Gas agrega las fuentes de suministro que presentan los mismos puntos de entrega (que se llamarán "puntos de referencia"), con base en las declaraciones de los Vendedores y otra información relevante y pública, para cada uno de los puntos de referencia obtenidos, las cantidades totales de PTDVF y/o CIDVF declaradas.'

No obstante lo anterior, en las mesas de trabajo de socialización de la propuesta regulatoria adelantadas con el equipo de la Comisión se manifestó que adicionalmente para la definición de los Puntos de Referencia debía considerarse la condición de precio de suministro de gas pactado en estos puntos de entrega, de manera que consideren aquellos puntos de entrega o fuentes respecto a los cuales el precio de suministro sea indiferente."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se establece mayor flexibilidad al Gestor del Mercado para determinar los puntos de referencia, de modo que al respecto haya interacción con los vendedores y compradores. Ver numeral 4.11.1.

4.3.1.7 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

"En la Resolución se indica que la declaración se expresa en GBTUD y con tres (3) decimales de precisión."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Las unidades de medición e información seguirán siendo las actuales, en MBTUD.

4.3.1.8 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

"No hay definición para 'Punto de Venta'".

Respuesta:

No se acoge el comentario.

En la propuesta presentada y en la nueva, no se establece utilización del término "punto de venta".

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

4.4 CANACOL

4.4.1.1 CANACOL

"La Definición no establece con claridad, cuál es la obligación de respaldo físico para los comercializadores de gas importado.

Esta definición deja claro cómo debe entenderse el Respaldo Físico tanto de los Productores-Comercializadores como de los Comercializadores Mayoristas, pero no hace ninguna referencia a cómo debe entenderse dicho concepto de cara al Comercializador de Gas Importado quien está habilitado para vender en firme en el MADE. Ello es de la mayor relevancia toda vez que si se incluye una nueva fuente de gas que competirá con el gas local, el nivel de igualdad en las condiciones para competir por el mercado deben tener una coherencia verificable"

Respuesta:

Ver numeral 4.4.

4.4.1.2 CANACOL

"Esta definición excluiría del mercado mayorista a las transacciones de contratos con interrupciones que haga en el mercado primario el productor. Actualmente la definición es la siguiente a la cual la CREG incluyó la parte final que resaltamos en negrilla tal y como está en la Resolución CREG 226:

Mercado Mayorista de gas natural: conjunto de transacciones de compraventa de gas natural y/o de capacidad de transporte en el mercado primario y en el mercado secundario. Estas transacciones se harán con sujeción al Reglamento de Operación de gas natural y los compradores lo adquieren con Respaldo Físico para la atención del servicio público de gas combustible."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se ajusta la redacción.

4.5 ECOPETROL

4.5.1.1 ECOPETROL

"En el proyecto de resolución se proponen las definiciones de 'comercialización mayorista de gas natural' y 'comercialización minorista de gas natural'.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Como lo exponemos en la sección III del cuerpo principal de la presente comunicación, consideramos que las definiciones mencionadas no son compatibles con otras disposiciones de la resolución propuesta, como la definición de ‘comercializador mayorista’.”

Respuesta:

Ver respuesta a 4.1.1.3 y 4.3.1.4.

4.5.1.2 ECOPETROL

"En la definición de respaldo físico se plantea que ‘(...) de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 2.2.2.1.3 del Decreto 1073 de 2015 o aquellos que lo modifiquen, adicionen o sustituyan, es la garantía de que un Productor cuenta con Reservas de Gas Natural para asumir y cumplir compromisos contractuales Firmes, o que Garantizan Firmeza, desde el momento en que se inicien las entregas hasta el cese de las mismas. Además, se entenderá que un comercializador mayorista de gas natural cuenta con Respaldo Físico cuando tenga derechos de suministro derivados de sus contratos firmes o que garantizan firmeza, suscritos en el Mercado Primario y registrados en el Gestor del Mercado.’

Como lo planteamos en la sección I del cuerpo principal de la presente comunicación, esta definición puede afectar el desarrollo de nueva oferta de gas natural y por consiguiente el abastecimiento de la demanda en el mediano y largo plazo."

Respuesta:

Ver numeral 4.4.

4.6 ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P

4.6.1.1 ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P

“Respaldo de una Opcion de Compra de Gas: Conociendo que una Opción de Compra de Gas (OCG), es un contrato que garantiza dadas ciertas circunstancias una firmeza y requiere respaldo físico (Art 3, Resolución CREG 226 de 2021), se quisiera entender en el nuevo contexto dado a partir del proyecto de resolución si: ¿Se considerara para fines prácticos que una Opción de Compra de Gas vendida en el mercado secundario se puede respaldar con una Opción de Compra de Gas vendida en el mercado primario?, si esto es afirmativo, quisiéramos que quedara de forma explícita en la resolución. Si la respuesta es contraria, pensaríamos que se estaría limitando las posibilidades de negociación imponiendo un riesgo asimétrico a los Comercializadores.”

Respuesta:

El contrato de Opción de Compra de Gas no tiene diferenciación, en cuanto sea utilizado por vendedores y compradores del Mercado Primario o del Mercado Secundario. Son contratos eso sí, separados, es decir que no se requiere firmar un contrato OCG como comprador en el

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Mercado Primario para poder firmar un contrato OCG como vendedor en el Mercado Secundario. En ambos casos la condición para suscribirlos es que el vendedor cuente con Respaldo Físico, por lo que si es vendedor del primario debe contar con reservas de gas 2P y oferta de PTDVF y si se trata de un vendedor del Mercado Secundario debe contar con contratos de suministro firmes o que garanticen firmeza bien sea suscritos como comprador en el Mercado Primario o en el Mercado Secundario, tales como el CF95, el OCG o el Firme.

Eso sí, las cantidades PTDVF (o cantidades disponibles respaldadas con contratos firmes de derechos de suministro) se utilizan plenamente al registrar el contrato OCG y, por tanto, se descuentan de modo que la capacidad del vendedor de suscribir otros contratos firmes o que garanticen firmeza se reduce. En donde sí hay complemento contractual en el uso de PTDVF en el Mercado Primario de cantidades contratadas en firme como soporte de compromisos de contratos OCG, es con la modalidad CFC. Esto implica que si un vendedor del MP suscribe un contrato OCG por una cantidad máxima determinada, ese mismo vendedor puede suscribir un contrato CFC por esa misma cantidad y la PTDVF o cantidad disponible para venta en firme no se le reduce, más allá de la cantidad del OCG. Si las cantidades vendidas son diferentes, la cantidad disponible de PTDVF se le reduce en el mayor valor que se obtenga entre la comparación de las cantidades contratadas bajo la modalidad OCG y las cantidades contratadas bajo la modalidad CFC.

En el caso de vendedores del Mercado Secundario lo anterior funciona de manera similar si las cantidades de Respaldo Físico se basan en cantidades de contratos de suministro del Mercado Primario suscritos bajo la modalidad CF95/CF80 o en cantidades obtenidas mediante contratos de la modalidad Firme del Mercado Secundario. Pero si el origen de la cantidad que se desea vender en el Mercado Secundario surge de contratos OCG, suscritos como comprador ya sea en el Mercado Primario o en el Mercado Secundario, dicho comprador solo podrá suscribir como vendedor contratos de esa misma modalidad OCG en el Mercado Secundario; igual ocurre con la modalidad CFC.

4.7 GASES DE LA GUAJIRA

4.7.1.1 GASES DE LA GUAJIRA

"La definición resulta tremendamente confusa, si se considera que en la resolución 186 de 2020, el regulador prohíbe que el productor comercializador pueda tener una posición propia en materia de transporte, salvo que se trate de nuevas fuentes de suministro, y de expansiones del sistema de transporte

La definición en la forma como está prevista, pareciera derogar la prohibición de la 186, considerando que el productor comercializador puede entregar el gas en cualquier punto del sistema nacional de transporte."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Cabe aclarar que lo que se manifiesta que prohíbe la regulación al productor-comercializador es en la Resolución CREG 185 de 2020. Por otro lado, se añadió en la definición de Productor-comercializador la aclaración de que cuando se expresa que el punto de entrega puede ser o no un punto de entrada al SNT, es dependiendo de si la fuente de suministro está conectada o no al SNT, no se trata por lo mismo que se menciona en el comentario, que podría ser un punto de salida del SNT.

4.7.1.2 GASES DE LA GUAJIRA

"No es claro la forma como el regulador espera que funciona la definición de punto de entrega, en la forma como está propuesta.

En efecto, es evidente que el punto de entrega es un elemento fundamental en la distribución de los riesgos de un contrato de suministro, y en ese sentido, es evidente que debe estar claramente establecido dentro del acuerdo que suscriba en las partes; sin embargo, no es claro a qué se refiere el regulador cuando señala que el punto de entrega 'determinan los precios de venta del gas natural'; si el regulador lo que quiere decir es que el precio del gas involucra todas las actividades que tiene que hacer el productor hasta el punto de entrega, debería aclararlo de esa manera. Si lo que se busca es por el contrario, hacer una conexión con los puntos de referencia, es necesario que se aclare la forma como los puntos de referencia funcionan respecto de los puntos de entrega, como se expondrá más adelante en esa definición"

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Se realizaron ajustes a la definición en la nueva propuesta.

Ver numeral 4.11.1.

4.7.1.3 GASES DE LA GUAJIRA

"En consideración a que la propuesta del regulador resulta crítico la definición de punto de referencia, es necesario que ésta sea regulada de manera más específica, de manera que el gestor de mercado, tengan los parámetros claros que le permitan acertar en la ejecución de su función. De manera particular, debe determinarse como es que en un punto de referencia se pueden agrupar diferentes oferentes, o si el punto de referencia puede involucrar una sola fuente.

En el evento que sólo involucre una sola fuente, se requiere que el regulador ajuste las señales respecto de las opciones que tienen los compradores, que el a un solo punto."

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Todo contrato de suministro debe tener especificado uno o varios puntos de entrega, si es que las demás condiciones esenciales son idénticas (cantidad máxima garantizada y precio). Ahora bien, para efectos de realizar los balances comerciales se establece la figura de “Puntos de referencia” que, como se aclara en la propuesta inicial y se mantiene en la nueva propuesta, pueden reunir uno o varios puntos de entrega actuales o futuros. Ver numeral 4.11.1.

Lo anterior no implica que en un punto de referencia se deba negociar un solo precio de suministro que se aplique a todas las fuentes de suministro que tienen punto de entrega en ese punto de referencia. Para cada fuente de suministro se puede negociar un precio diferente a las otras fuentes de suministro del mismo punto de referencia y en caso de requerirse subasta centralizada, cada fuente de suministro podrá tener su precio de reserva diferente a las demás fuentes del mismo punto de referencia, y la subasta de sus productos será independiente.

Ahora bien, en la nueva propuesta se da mayor flexibilidad al Gestor del Mercado para que utilice criterios adicionales de conformación de puntos de referencia acordados con los vendedores y consultados con los compradores. Esta flexibilidad es necesaria para adecuarse más efectiva y oportunamente a los cambios que se espera que resulten de la implementación de los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural adoptados por el MME. No implica que por ello se ceda la función regulatoria en absoluto, ni que se trate de alguna forma de autorregulación pues se deben seguir las condiciones establecidas en la resolución que deben cumplirse por parte del Gestor del Mercado y de los agentes.

4.7.1.4 GASES DE LA GUAJIRA

“Responsable de la nominación de gas: La propuesta del regulador, determina un cambio importante en la forma como se viene aplicando, que puede tener repercusiones importante en los contratos tanto de suministro de gas como de transporte. El obligado a realizar la nominación, y por lo mismo, el responsable de asuntos como las variaciones y los desbalances. Esta modificación debe evaluarse considerando la responsabilidad contractual del comprador y del remitente primario.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hacen los ajustes necesarios para que no quede duda en la definición mencionada de cuándo hay incumplimiento en la cantidad autorizada por el vendedor respecto de la nominada del comprador.

4.8 GASES DE OCCIDENTE

4.8.1.1 GASES DE OCCIDENTE

“El Proyecto de Resolución separa la actividad de comercialización, según se actúe en el mercado mayorista o en el mercado minorista y establece las siguientes definiciones:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

'Comercialización Mayorista de Gas Natural: (...)

Comercialización Minorista de gas natural: (...).

Si bien estas definiciones resultan adecuadas para diferenciar y precisar la actividad que desarrollan los Comercializadores, consideramos que se deben eliminar las siguientes definiciones:

Comercializador Mayorista: (...).

Comercializador Minorista: (...).'

Esta sugerencia se presenta para evitar confusiones porque podría interpretarse que se trata de dos (2) agentes diferentes y que para actuar en uno u otro mercado se deben constituir como empresas independientes según desarrollen actividades de comercialización en el mercado mayorista o en el mercado minorista. Consideramos conveniente que ambas definiciones se sustituyan por una sola definición de Comercializador, indicando las limitaciones en materia de interés económico que le aplican a estos agentes, e indicando con que otros agentes puede desarrollar conjuntamente esta actividad."

Respuesta:

Ver respuesta a 4.1.1.3 y 4.3.1.4.

4.9 GASES DEL CARIBE

4.9.1.1 GASES DEL CARIBE

"La definición resulta confusa, si se considera que en la resolución 186 de 2020, el regulador prohíbe que el productor comercializador pueda tener una posición propia en materia de transporte, salvo que se trate de nuevas fuentes de suministro, y de expansiones del sistema de transporte

La definición en la forma como está prevista, pareciera derogar la prohibición de la 186, considerando que el productor comercializador puede entregar el gas en cualquier punto del sistema nacional de transporte."

Respuesta:

Ver respuesta a 4.7.1.1.

4.9.1.2 GASES DEL CARIBE

"No es claro la forma como el regulador espera que funciona la definición de punto de entrega, en la forma como está propuesta.

En efecto, es evidente que el punto de entrega es un elemento fundamental en la distribución de los riesgos de un contrato de suministro, y en ese sentido, es evidente que debe estar claramente establecido dentro del acuerdo que suscriba en las partes; sin embargo, no es claro a qué se refiere el regulador cuando señala que el punto de entrega "determinan los precios de venta del gas natural"; si el regulador lo que quiere decir es que el precio del gas involucra todas las

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

actividades que tiene que hacer el productor hasta el punto de entrega, debería aclararlo de esa manera. Si lo que se busca es por el contrario, hacer una conexión con los puntos de referencia, es necesario que se aclare la forma como los puntos de referencia funcionan respecto de los puntos de entrega, como se expondrá más adelante en esa definición".

Respuesta:

Ver respuesta a 4.7.1.2.

4.9.1.3 GASES DEL CARIBE

"En consideración a que la propuesta del regulador resulta crítico la definición de punto de referencia, es necesario que ésta sea regulada de manera más específica, de manera que el gestor de mercado, tengan los parámetros claros que le permitan acertar en la ejecución de su función. De manera particular, debe determinarse como es que en un punto de referencia se pueden agrupar diferentes oferentes, o si el punto de referencia puede involucrar una sola fuente.

En el evento que sólo involucre una sola fuente, se requiere que el regulador ajuste las señales respecto de las opciones que tienen los compradores, que el a un solo punto."

Respuesta:

Ver respuesta a 4.7.1.3.

4.9.1.4 GASES DEL CARIBE

La propuesta del regulador, determina un cambio importante en la forma como se viene aplicando, que puede tener repercusiones importante en los contratos tanto de suministro de gas como de transporte. El obligado a realizar la nominación, y por lo mismo, el responsable de asuntos como las variaciones y los desbalances. Esta modificación debe evaluarse considerando la responsabilidad contractual del comprador y del remitente primario.

Respuesta:

Ver respuesta a 4.7.1.4.

4.10 GECELCA

4.10.1.1 GECELCA

"Con la redacción indicada en el artículo 25 y en la definición de 'Mercado secundario' se entendería que solo es posible vender cantidades de gas en el mercado secundario si éstas fueron adquiridas en el mercado primario, con lo que se estarían restringiendo las transacciones en el mercado secundario."

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se incluyen ajustes a la definición de Mercado Secundario, de modo que quede claro que la venta en dicho Mercado puede ser originada por derechos de suministro de volúmenes adquiridos bien sea en el Mercado Primario o en el Mercado Secundario.

4.11 GIGAS ENERGY

4.11.1.1 GIGAS ENERGY

“En el título I, artículo 3 de la Res. 226/21 se define ‘Comercialización Minorista’. Sin embargo, se observa que la definición solo incluye ‘las redes de tubería’ como medio para la intermediación comercial, dejando por fuera otros mecanismos de transporte y distribución como son los gasoductos virtuales. Lo anterior implicaría una exclusión de los comercializadores puros o comercializadores no distribuidores del mercado.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hacen ajustes a la definición para incorporar otros medios de transporte o distribución en dicha actividad, en armonía con la definición del servicio público domiciliario de gas combustible dada en el numeral 28 del Artículo 14 de la Ley 142 de 1994, que inicia diciendo *“Es el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible, por tubería u otro medio, desde un sitio de acopio de grandes volúmenes o desde un gasoducto central hasta la instalación de un consumidor final (...)”* (subrayado con resaltado fuera de texto).

4.12 HOCOL

4.12.1.1 HOCOL

“Revisar y aclarar la modificación a la definición de Mercado Mayorista de gas natural que incluye ‘los compradores lo adquieren con Respaldo Físico para la atención del servicio público de gas combustible’, ya que si se refiere a las transacciones de compraventa realizadas en este mercado, no todas contemplan Respaldo Físico como es el caso de los contratos con interrupciones; de modo que se pide aclarar y ajustar esta definición para no generar confusión o contradicciones en la reglamentación del mercado mayorista.”

Respuesta:

Ver respuesta a 4.1.1.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

4.13 ISAGEN

4.13.1.1 ISAGEN

“Solicitamos se cambie la redacción de ‘transporte y distribución’ a ‘transporte y/o distribución’ toda vez que hay usuarios finales que no están dentro de un sistema de distribución, como los generadores térmicos que están conectados directamente al SNT.”

Respuesta:

Ver respuesta a 4.11.1.1.

4.13.1.2 ISAGEN

“Por lo general, y tal como se evidencia en otras partes del proyecto, reportes ante el Gestor del Mercado y demás información del mercado, la unidad de medida más usada para definir las cantidades en los contratos es MBTUD.”

Respuesta:

Ver respuesta a 4.3.1.7.

4.13.1.3 ISAGEN

“Solicitamos aclarar que los cinco (5) días calendario adicionales definidos a discreción del comprador son por cada año de vigencia del contrato, toda vez que se pueden presentar contratos OCG con vigencia mayores a un año y teniendo en cuenta la posibilidad de asignación de pruebas de disponibilidad del Cargo por Confiableidad que se renuevan para cada período.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hacen los ajustes, de tal modo que si el contrato tiene ejecución en periodos anuales, los cinco (5) días sean asequibles en cada año. asimismo, si la duración del contrato no coincide con años de duración sin decimales (por ejemplo un trimestre estándar, tres trimestres estándar, 14 trimestres estándar) los días adicionales del año incompleto sean calculados en proporción a un año.

4.13.1.4 ISAGEN

“Solicitamos aclarar que los cinco (5) días calendario definidos a discreción del vendedor son por cada año de vigencia del contrato toda vez que, como se mencionó en el numeral anterior, se pueden suscribir contratos OCG y CFC con vigencias mayores a un año.”

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hacen los ajustes, de tal modo que si el contrato tiene ejecución en períodos anuales, los cinco (5) días definidos a discreción del vendedor en cada año. Asimismo, si la duración del contrato no coincide con años de duración sin decimales (por ejemplo un trimestre estándar, tres trimestres estándar, 14 trimestres estándar) los días adicionales del año incompleto sean calculados en proporción a un año.

4.14 LEWIS ENERGY

4.14.1.1 LEWIS ENERGY

"Definición mercado mayorista de gas natural: Tal y como está estructurada esta definición, dejaría por fuera de las transacciones del Mercado Mayorista aquellas transacciones de contratos con interrupciones que los productores - Comercializadores, están habilitados para realizar en el mercado primario, con compradores que son usuarios y en consecuencia, parte de la cadena del servicio público de gas combustible.

Se solicita a la comisión eliminar la última parte de la definición o ajustarla."

Respuesta:

Ver respuesta a 4.1.1.1.

4.15 MC2 S.A. E.S.P.

4.15.1.1 MC2 S.A. E.S.P.

"Sobre la definición de Comercialización Minorista de gas natural: 'actividad que consiste en la intermediación comercial de la compra, transporte y distribución de gas natural por redes de tubería y su venta a usuarios finales. Incluye la celebración de los contratos de servicios públicos y la atención comercial de los usuarios finales.'

La definición no incluye la actividad de intermediación a través de otros medios diferentes a redes de tubería, como cuando se comprime y se transporta por vía terrestre a través de gasoductos virtuales. Por lo tanto, es posible que se incurra en la exclusión de los comercializadores no distribuidores o puros, en tanto la atención comercial a usuarios finales puede darse a través de mecanismos diferentes a las redes de tubería.

De no aceptarse el cambio en relación con la definición 'Participantes del Mercado Mayorista' que incluye a Comercializadores Mayoristas y a Comercializadores Minoristas, puede incurrirse en el equívoco según el cual los comercializadores que no cuentan con redes de distribución y utilizan otros medios para la prestación del servicio público de gas combustible, no participan en el mercado mayorista de gas natural."

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Ver respuesta a 4.11.1.1.

4.15.1.2 MC2 S.A. E.S.P.

"El inciso final de la definición en cuestión establece que 'Para los efectos de esta resolución, el Comercializador de GNVC es un Participante del Mercado.' Le solicitamos exponer las razones que justifican la inclusión de esta aclaración teniendo en cuenta que estos agentes, los comercializadores de GNCV, desde antaño participan en el mercado en su calidad de usuarios no regulados. Adicionalmente, el proyecto de resolución 702 002 define de manera clara los usuarios no regulados por consumo y por actividad.

En caso de que, de acuerdo con su exposición, se trate de una aclaración para hacer más explícita y clara la regulación, le solicitamos considerar la inclusión del Comercializador no distribuidor o puro."

Respuesta:

Se acoge parcialmente el comentario.

En la nueva propuesta se hacen ajustes a la definición de tal manera que se limite a aquella contemplada en el Decreto 1073 de 2015, puesto que el comercializador de GNCV puede participar en el Mercado Primario como un usuario no regulado, que particularmente tiene como objeto la prestación de otro servicio público directamente con el gas que adquiere en el Mercado Primario.

Se debe tener en cuenta en todo caso que al comercializador de GNCV le aplica lo dispuesto en la Resolución CREG 08 de 1998 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

4.16 OILGAS ENERGY

4.16.1.1 OILGAS ENERGY

"Se sugiere incluir que la comercialización minorista también se puede realizar a través de redes o transporte virtuales porque la redacción actual solo hace referencia a redes de tubería.

En atención a que uno de los objetivos con los cambios propuestos con el Borrador CREG 226 de 2021 es flexibilizar el GNC y el GNL, y dado que las redes virtuales permiten la atención de demanda final no atendida a través de redes de tubería, se sugiere incluir que en el mercado minorista también se puede realizar la distribución a través de redes o transporte virtual."

Respuesta:

Ver respuesta a 4.11.1.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

4.16.1.2 OILGAS ENERGY

“En atención a que los usuarios residenciales y los pequeños usuarios comerciales que no están inmersos en la red de distribución; no son considerados demanda esencial, se sugiere incluir en la definición de demanda esencial que las disposiciones contenidas en la resolución no le son aplicable a los usuarios que no están conectados o inmersos en la red de distribución.”

Respuesta:

Ver respuesta a 2.2.1.1.

4.16.1.3 OILGAS ENERGY

"En la definición de 'Participantes del Mercado Mayorista', se incluye la de los Comercializadores Minoristas, al respecto se pregunta:

- ¿Esto significa que a las transacciones del mercado minorista le son aplicables las reglas y condiciones señaladas en el Borrador CREG 226 de 2021?*
- ¿El Comercializador de GNCV es un Participante del Mercado Mayorista o Minorista?*
- El Usuario Final del GNCV son los vehículos que reciben el combustible del Comercializador de GNCV. Por lo anterior se pregunta: ¿El Usuario Final del GNCV hace parte del Mercado Mayorista o Minorista?"*

Respuesta:

Ver respuesta a 4.1.1.3 y 4.3.1.4.

Por otro lado, las transacciones de suministro de gas del Mercado Minorista no están sujetas del reglamento del Mercado Mayorista de Gas Natural. Precisamente una de las razones de los ajustes que se han propuesto es el de no seguir utilizando la expresión de “‘Otras transacciones del mercado mayorista’ y la modificación de la definición de Mercado Mayorista, que podían llevar a la confusión de lo que se pregunta en el comentario por parte de los usuarios no regulados que participan en el Mercado Minorista.

Asimismo, el comercializador de GNCV, al igual que en el caso de cualquier usuario no regulado, puede participar tanto en el Mercado Mayorista como en el Mercado Minorista. Ciertamente los efectos son diferentes en cada mercado.

El usuario final del GNCV, es decir, quien compra GNCV en una estación de servicio, es un usuario del comercializador de GNCV, más no es un usuario ni del Mercado Mayorista ni del Mercado Minorista de Gas Natural.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

4.16.1.4 OILGAS ENERGY

“Se sugiere incluir en la definición de GMDC que le aplicarán las mismas reglas que al Gas Natural cuando se destine al servicio público de gas natural y cuando se destine para la atención de usuarios conectados a las redes de distribución de gas natural.”

Respuesta:

Ver respuesta a 3.1.1.1.

4.17 PRIME ENERGIA

4.17.1.1 PRIME ENERGIA

“En cuanto a los requisitos de contratos de suministro para plantas térmicas con OEFs y con combustible principal gas natural, es necesario que las señales respecto al respaldo físico estén acordes con la realidad del mercado de gas importado y no se conviertan en barreras de entrada a ese energético”.

Respuesta:

Ver numeral 4.4.

4.18 PROMIGAS

4.18.1.1 PROMIGAS

"El Proyecto de Resolución separa la actividad de comercialización, según se actúe en el mercado mayorista o en el mercado minorista y establece las siguientes definiciones:

‘Comercialización Mayorista de Gas Natural: (...)

Comercialización Minorista de gas natural: (...) .

Si bien estas definiciones resultan adecuadas para diferenciar y precisar la actividad que desarrollan los Comercializadores, consideramos que se deben eliminar las siguientes definiciones:

Comercializador Mayorista: (...).

Comercializador Minorista: (...) .’

Esta sugerencia se presenta para evitar confusiones porque podría interpretarse que se trata de dos (2) agentes diferentes y que para actuar en uno u otro mercado se deben constituir como empresas independientes según desarrollen actividades de comercialización en el mercado mayorista o en el mercado minorista. Consideramos conveniente que ambas definiciones se sustituyan por una sola definición de Comercializador, indicando las limitaciones en materia de interés económico que le aplican a estos agentes, e indicando con que otros agentes puede desarrollar conjuntamente esta actividad."

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Ver respuesta a 4.8.1.1.

4.18.1.2 PROMIGAS

"La definición de Productor-Comercializador incluida en la Resolución CREG-226 de 2021 establece:

'Productor-comercializador: es el productor de gas natural que vende gas en el mercado primario, en un Punto de Entrega que puede ser o no un punto de entrada al SNT. Además, puede ser un comprador de gas natural en el Mercado Secundario. (...).'

Por otra parte, la Resolución CREG-185 de 2020 incluye la siguiente definición para este mismo agente:

'Productor-comercializador: es el productor de gas natural que vende gas en el mercado primario, con entrega al comprador en el campo en un punto de entrada al SNT. Puede comprar gas en el mercado secundario, sin ser considerado un comercializador. (...).'

Considerando que la Comisión incluye dos definiciones distintas en dos resoluciones diferentes, se le pregunta a la Comisión ¿la definición de la Resolución CREG-226 de 2021 deroga la definición de la Resolución CREG-185 de 2020? Lo anterior teniendo en cuenta que, en el caso de la resolución en consulta el Productor podría entregar el gas en cualquier punto del SNT, mientras que, de acuerdo con la resolución de comercialización de transporte, el Productor debe entregar el gas únicamente en un punto de entrada al SNT.

Asimismo, ¿cómo se alinea la definición de la Resolución CREG-226 de 2021, en la que el Productor puede entregar el gas en cualquier punto del SNT, con las restricciones en la contratación de capacidad de transporte por parte de estos agentes para la prestación del servicio público de gas combustible? Se solicita a la CREG dar claridad al respecto."

Respuesta:

La definición de Productor-comercializador que se incluye en la Resolución CREG 185 de 2020 tiene un alcance específico por cuanto en dicha resolución se regulan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural, relacionados con la comercialización de capacidad de transporte de gas natural. Adicionalmente, la comercialización de la capacidad de transporte se refiere a transporte por gasoductos físicos. Este último aspecto hace que la definición de productor-comercializador de la resolución propuesta no sea la misma, porque en esta última (i.e. mercado mayorista de suministro) la definición debe considerar que la venta de un productor-comercializador no necesariamente solo se hace entregando el gas en un punto de entrada al SNT, pues el comprador puede contar con otros medios de transporte (terrestre, fluvial, marítimo, aéreo, férreo) para recibir el gas (ej. gas natural licuado, gas natural comprimido) que vende el productor-comercializador y transportarlo a su sitio de consumo. En ese caso, el gas se entrega en un punto que no es un punto de entrada al SNT.

Por último, ver respuesta a 4.7.1.2.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

4.19 SPEC

4.19.1.1 SPEC

"La Comisión incluye en la Resolución 226 de 2022 la definición de Infraestructura de Importación y Punto de Importación, sobre lo cual menciona en su documento soporte que tiene como objetivo 'separar la actividad de adquisición del gas en el exterior de aquella donde inicia la comercialización del gas importado con destino al Servicio Público Domiciliario'.

Sobre este punto, es importante precisar que, en el caso de plantas de almacenamiento y regasificación, como la de SPEC LNG, la actividad de importación y regasificación coinciden en un mismo punto, a diferencia de, por ejemplo, de terminales instaladas en muchas partes del mundo en la que importan y almacenan el GNL y este se transporta en camiones ISO contenedores hasta que es regasificado en los puntos de consumo como industrias y centrales termoeléctricas. Si bien se ajustan las definiciones de la Comisión para el caso de terminales donde no se realiza la regasificación, es importante que la Comisión precise que, para el caso de las terminales FSRU como SPEC, o la planteada por la UPME en Buenaventura, la actividad de importación y regasificación se realiza en un mismo punto."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Entendemos que la actividad de importación de gas natural (en estado natural o licuado) consiste en la nacionalización de gas natural obtenido en el exterior, que se encuentra en territorio nacional de acuerdo con las normas tributarias y aduaneras, lo cual no es regulada por la CREG. Existen otras autoridades con competencias en ello, por lo que la CREG no puede limitar o precisar la ubicación obligatoria de los puntos de importación del gas natural.

4.19.1.2 SPEC

"No es claro en la norma de la Comisión y en el Decreto 1073 de 2015 del Ministerio de Minas y Energía, como las Cantidades Disponibles para la Venta en Firme (CIDVF) cumplirían el requisito de respaldo físico. Se solicita a la Comisión precisar y aclarar este requisito para el gas natural importado".

Respuesta:

Ver numeral 4.4.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

4.20 SURTIGAS

4.20.1.1 SURTIGAS

"El Proyecto de Resolución separa la actividad de comercialización, según se actúe en el mercado mayorista o en el mercado minorista y establece las siguientes definiciones:

'Comercialización Mayorista de Gas Natural: (...)

Comercialización Minorista de gas natural: (...).

Si bien estas definiciones resultan adecuadas para diferenciar y precisar la actividad que desarrollan los Comercializadores, consideramos que se deben eliminar las siguientes definiciones:

Comercializador Mayorista: (...).

Comercializador Minorista: (...).'

Esta sugerencia se presenta para evitar confusiones porque podría interpretarse que se trata de dos (2) agentes diferentes y que para actuar en uno u otro mercado se deben constituir como empresas independientes según desarrollen actividades de comercialización en el mercado mayorista o en el mercado minorista. Consideramos conveniente que ambas definiciones se sustituyan por una sola definición de Comercializador, indicando las limitaciones en materia de interés económico que le aplican a estos agentes, e indicando con que otros agentes puede desarrollar conjuntamente esta actividad."

Respuesta:

Ver respuesta a 4.8.1.1.

4.21 TEBSA

4.21.1.1 TEBSA

"Como la OCG es una opción, una herramienta, es una figura que va sobre unos mercados forward, entonces pueden o no tener respaldo físico, solo debería tener respaldo al momento de la entrega. De igual manera tener presente el considerando de demanda esencial que requiere respaldo físico, pero no se menciona a la generación térmica, que es la demanda que realmente se contrata con esta modalidad."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La modalidad contractual establecida por la CREG como Opción de Compra de Gas – OCG es una modalidad del tipo firme o que garantiza firmeza, solo que sujeta a una condición para su ejecución. Al ser de tipo firme o que garantiza firmeza, es decir, en la que el vendedor del Mercado Primario garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural sin interrupciones, durante un período determinado (la condición de ejecución), se requiere para su

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

firma y registro posterior ante el Gestor del Mercado, que el vendedor cuente con Respaldo Físico al momento de la firma del contrato, no con posterioridad a ella.

Una de las razones de la exigencia del Respaldo Físico en el Mercado Primario, y derivado de ello en el Mercado Secundario, es que los compradores del gas de origen, y el sector en general, cuenten con una mayor confianza de que el contrato se cumplirá efectivamente puesto que el vendedor cuenta con infraestructura y reservas para ello (ver numeral 4.4) y que las cantidades que vende en firme o con garantía de firmeza no están superando las capacidades de dicha infraestructura y de dichas reservas. Lo anterior, más aún cuando se trata del contrato OCG cuya ejecución se da cuando precisamente es más probable que ocurra la nominación simultánea por parte de los compradores, de todos los contratos firmes o que garantizan firmeza, es decir, cuando se requiere la infraestructura de producción y de transporte de gas al máximo. No puede el comprador suscribir un contrato OCG o en general del tipo firme o que garantiza firmeza, en el que realmente se cuentan con dos condiciones de ejecución: i.) Que con posterioridad a la firma del contrato el vendedor logre contar con reservas 2P con las que no contaba al momento de la firma del contrato; y, ii.) Que se presente la condición regulatoria para su ejecución (cuando se presente la condición de probable escasez y en hasta cinco (5) días calendario adicionales definidos a discreción del comprador).

Por otro lado, todo contrato del tipo firme o que garantiza firmeza debe contar con Respaldo Físico al momento de la negociación y posterior registro del contrato ante el Gestor del Mercado, tal como se desprende de la definición de dicha expresión en el Decreto 1073 de 2015. Asimismo, no es solamente la contratación de la Demanda Esencial que debe cumplir con esa política energética sino todo aquel usuario final o agente que representa usuarios finales, que tienen la mayor confianza de que el contrato de suministro firme o que garantiza firmeza del Mercado Primario le sea cumplido no solo a él mismo, sino a todo aquel que los haya suscrito.

Ahora bien, la modalidad contractual OCG es complementaria a la CFC, porque las condiciones de ejecución son complementarias, es decir, la ejecución simultánea de los dos contratos no es obligatoria para el vendedor. Ello no implica que alguno de ellos, OCG o CFC, no requiera Respaldo Físico al momento de la firma y de registro del contrato; ambos lo requieren, solo que el mismo Respaldo Físico sirve para ambos contratos siempre y cuando las cantidades contratadas entre las dos modalidades sean idénticas.

4.21.1.2 TEBSA

“Incluir eventos pandémicos, terremotos [en definiciones de eventos de fuerza mayor].”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La condición mínima de contenido de contratos establecida por la CREG como como eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña y la definición de los mismos no tiene por objeto determinarlos. Lo que se busca en la propuesta regulatoria es establecer las consecuencias derivadas de su ocurrencia durante la ejecución de los contratos.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

4.21.1.3 TEBSA

“Aviso con tiempo mínimo a la realidad de mercado y sean simétricos. [eventos eximentes de responsabilidad]”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

En los ajustes propuestos en la Resolución CREG 226 de 2021 no se establecen modificaciones respecto de condiciones de aviso entre las partes de los contratos para aplicar a situaciones eximentes de responsabilidad, porque actualmente dichos aspectos no son contenido de la regulación a ajustar.

Es de tener en cuenta que entre las partes de un contrato hay diferencia significativa entre los efectos de las circunstancias derivadas de la ocurrencia de eventos eximentes entre el productor-comercializador, que puede afectar normalmente a pluralidad de agentes que tiene contratado el suministro, y el comprador del Mercado Primario particularmente cuyas afectaciones normalmente no afectan a los demás agentes que tiene contratado el suministro con el mismo vendedor.

4.21.1.4 TEBSA

“La demanda esencial es la que se debe contratar con respaldo físico, no toda la demanda”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Ver respuesta a 4.21.1.1.

4.21.1.5 TEBSA

“¿Por qué se requiere esta claridad?. ¿Es la térmica una demanda esencial? ¿Se refiere a respaldo físico solo los días de probable escasez o una reserva durante la probable escasez?”

Respuesta:

Ver respuesta a 4.21.1.1.

Por otro lado, entendemos de la definición de Demanda Esencial contenida en el Decreto 1073 de 2015, que la demanda del sector térmico no hace parte de la Demanda Esencial.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

4.21.1.6 TEBSA

“¿Debe obligarse a los productores del mercado nacional contratar esta modalidad para atender sus eventos eximentes o fuerza mayor incluido los mantenimientos? Dando verdaderamente una garantía de firmeza y respaldo físico.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La condición de firmeza en los contratos firmes o que garantizan firmeza están definidos por la política energética que incluye como excepción los días establecidos para mantenimiento y labores programadas, como en apartes anteriores de este documento se ha mostrado, en la que se incluye. Por otro lado, los eventos de fuerza mayor y eventos eximentes son parte del contenido contractual habitual en la contratación internacional y lo han sido en la contratación nacional de gas natural, que evitan que se declare incumplimiento contractual (por razones ajenas a la gestión de la parte afectada por el evento) y que se activen las consecuencias de dicha declaración cuando el agente vendedor que no puede cumplir el contrato o el comprador que no puede recibir o utilizar el gas que se puede entregar, se enfrenta a dichas circunstancias.

Por otra parte, en la nueva propuesta de resolución se está dejando explícito, para que no haya dudas entre los agentes y buscando la flexibilidad en el cumplimiento de los contratos, que no habrá incumplimiento cuando el vendedor atienda el contrato con el suministro de gas natural proveniente de otra fuente de suministro, propia o de un tercero, diferente a la que se previó en el contrato de suministro, siempre y cuando esto no le implique al comprador asumir mayores costos en las demás actividades de la cadena de prestación del servicio. Lo anterior porque ya la CREG se ha manifestado al respecto en la Circular CREG 065 de 2013, en el que se emitió concepto sobre inquietudes recibidas en relación con las disposiciones de la Resolución CREG 089 de 2013, en el que se señala:

“En conclusión, del anterior análisis entendemos que:

(...)

c) En la regulación no existe ninguna restricción para que un productor honre sus obligaciones contractuales con gas propio proveniente de una fuente diferente a la que pudo haber previsto como fuente de suministro. Lo anterior siempre y cuando esto resulte indiferente para el comprador frente a lo pactado en el respectivo contrato de suministro.

e) En la regulación no existe ninguna restricción para que un productor honre sus obligaciones contractuales con gas de terceros proveniente de la fuente que pudo haber previsto como fuente de suministro o de una fuente diferente a la que pudo haber previsto como fuente de suministro, siempre y cuando esto resulte indiferente para el comprador frente a lo pactado en el respectivo contrato de suministro. Por el contrario, ésta es precisamente la razón por la cual el productor-comercializador puede realizar compras de gas natural en el mercado secundario.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

(...).”

4.22 TERMOYOPAL

4.22.1.1 TERMOYOPAL

“En la definición de Demanda Esencial no está contemplada la generación eléctrica: consideramos que el suministro de Energía Eléctrica al ser un servicio Público esencial se debe contemplar como prioridad en el suministro de gas natural, para garantizar la prestación del servicio público energía eléctrica para plantas cuyo objetivo sea minimizar los riesgos en el sistema eléctrico o plantas con precios de oferta competitivos.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

En la propuesta de resolución se incluyó la definición de Demanda Esencial porque es actualmente necesaria para los procedimientos de información y de negociación de gas natural en el Mercado Primario que se proponen. Sin embargo, dicha definición es parte de la política energética desarrollada por el MME y no por la CREG, política que a su vez asigna funciones a la CREG con el fin de que defina mecanismos que permitan a los Agentes que atiendan a la Demanda Esencial tener acceso a los contratos de suministro y/o transporte de gas natural.

Adicionalmente por política energética, la Demanda Esencial tiene prioridades de asignación del gas disponible cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia Transitorias y No Transitorias o Racionamiento Programado de gas natural.

Por lo anterior no le es dable a la CREG modificar qué clase de demanda hace parte de la Demanda Esencial.

4.23 TERPEL

4.23.1.1 TERPEL

“En la definición de mercado mayorista de gas natural, al especificar que los compradores adquieren el gas con Respaldo Físico para la atención del servicio público de gas combustible, se desconoce que en este mercado mayorista también se celebran contratos con interrupciones que no necesariamente están sujetos a respaldo físico.”

Respuesta:

Ver respuesta a 4.1.1.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

4.23.1.2 TERPEL

“En la definición de Comercialización Minorista de gas natural, ¿Necesariamente debe tener intermediación de las tres actividades (compra, transporte y distribución de gas) para clasificarse como comercializador minorista? ¿O este término también aplica para el intermediario de compra de gas y transporte?”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

En la Comercialización Minorista se presenta una relación contractual que no se limita a ser intermediario de actividades, sino a la prestación del servicio público lo que implica la atención al usuario final. De tal modo que, independientemente de qué actividades de la cadena de prestación del servicio se incluyen en la prestación del servicio, el Comercializador del mercado Minorista presta el servicio público, no se limita a ser intermediario.

En la nueva propuesta se ajustó la definición de Comercialización Minorista para que quede claro las actividades de la cadena que se incluyen en dicha gestión.

4.23.1.3 TERPEL

“En la definición de Comercializador Minorista, ¿Un mismo comercializador puede ser mayorista y minorista? ¿Cual es la principal diferencia?”

Respuesta:

Ver respuesta a 4.1.1.3 y 4.3.1.4.

4.23.1.4 TERPEL

“En la definición de Participantes del Mercado Mayorista, por favor indicar cual es la definición de ‘Comercializador de GNVC’”.

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se incluye la definición de Comercializador de GNVC la cual corresponde a la prevista en el Decreto 1073 de 2015.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

5 ARTÍCULO 5. SERVICIOS A CARGO DEL GESTOR DEL MERCADO

5.1 ACP

5.1.1.1 ACP

“Entendiendo la importancia y valor de la información que reporta y publica el Gestor del Mercado, sugerimos que se incluya un servicio de descarga automática de la información, más ágil y sencillo para los agentes del mercado.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Las publicaciones y herramientas informáticas desarrolladas por el Gestor del Mercado pueden ser sujeto de mejoramiento en varios aspectos, pero se considera ineficaz que haya un servicio de descarga automática de la información, cuando hay cantidades de información descargable en forma manual, que a diferentes tipos de usuarios les puede parecer innecesaria para la actividad que ellos desarrollan.

5.2 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

5.2.1.1 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Entre las copias digitales de los contratos a entregar, es pertinente que quede explícito la copia digital de los contratos de capacidad de transporte de gas natural pactados en el mercado mayorista de gas natural.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La resolución propuesta tiene como fin y alcance establecer las reglas del el Mercado Mayorista de suministro de gas natural, por lo que no tiene incorporados aspectos de información específica de los contratos de capacidad de transporte que se debe entregar de acuerdo con la Resolución CREG 185 de 2020.

5.3 ECOPETROL

5.3.1.1 ECOPETROL

“En el parágrafo 1 del artículo 5 se propone la obligación de ‘(...) entregar copia digital de todos los contratos de suministro del mercado mayorista, así como la información de transporte prevista’. Al respecto, si bien consideramos adecuada esta propuesta, agradecemos a la Comisión establecer de manera explícita un plazo para el cumplimiento de la disposición, de tal forma que considere los tiempos requeridos para surtir los procesos y trámites requeridos para el perfeccionamiento de los contratos.”

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se especifica un plazo para completar la información requerida en la propuesta, hasta máximo treinta (30) días hábiles, contados a partir de la fecha del requerimiento realizado por el Gestor del Mercado.

5.4 GASES DE LA GUAJIRA

5.4.1.1 GASES DE LA GUAJIRA

"Si bien es claro que el regulador le asigna unas nuevas funciones al gestor de mercado, es necesario que le determina de manera clara cuáles son los parámetros que debe utilizar para cada una de las funciones asignadas, de manera tal que el gestor no quede con una función regulatoria que claramente no puede ejercer a la luz de la ley y de la Constitución.

En ese sentido, cada una de las funciones asignadas debe tener una forma de ser desarrollada, incluyendo parámetros para el cumplimiento de la función asignada, así como los mecanismos para prevenir cualquier tipo de error mucho más considerando que se le está delegando al gestor de mercado, elementos esenciales de la propuesta regulatoria."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Se debe tener en cuenta que es mediante la Resolución CREG 076 de 2019 que se determinan y desarrollan los servicios a ser prestados por el Gestor del Mercado de Gas Natural. Parte de la contextualización del detalle de los servicios a cargo del Gestor del Mercado del Artículo 3 de la resolución en mención.

5.4.1.2 GASES DE LA GUAJIRA

"Si bien la resolución no propone un cambio a la primera parte del texto, es evidente que ésta no es necesaria, ya que sólo el legislador pudiera asignarle al gestor de mercado alguna de las facultades a las que se hace referencia en ese sentido.

Por lo anterior, se sugiere que ante la ocurrencia de un evento que el gestor de mercado pueda considerar como contrario a la regulación, deba preguntárselo primero al agente o agentes involucrados, para posteriormente evaluar si se traslada a las entidades de control"

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Se hicieron ajustes al texto para que no haya duda de que no le corresponde al Gestor del Mercado determinar incumplimientos de la regulación, sino de informar lo que considere posibles incumplimientos a la regulación. Corresponderá a la autoridad competente de vigilancia investigar, determinar y declarar si hubo incumplimiento.

Eso es necesario porque solamente el Gestor del Mercado obtiene información que ningún otro agente del mercado puede conocer, excepto las partes de los contratos.

5.5 GASES DEL CARIBE

5.5.1.1 GASES DEL CARIBE

"Si bien es claro que el regulador le asigna unas nuevas funciones al gestor de mercado, es necesario que le determina de manera clara cuáles son los parámetros que debe utilizar para cada una de las funciones asignadas, de manera tal que el gestor no quede con una función regulatoria que claramente no puede ejercer a la luz de la ley y de la Constitución.

En ese sentido, cada una de las funciones asignadas debe tener una forma de ser desarrollada, incluyendo parámetros para el cumplimiento de la función asignada, así como los mecanismos para prevenir cualquier tipo de error mucho más considerando que se le está delegando al gestor de mercado, elementos esenciales de la propuesta regulatoria."

Respuesta:

Ver respuesta a 5.4.1.1.

5.5.1.2 GASES DEL CARIBE

"Si bien la resolución no propone un cambio a la primera parte del texto, es evidente que ésta no es necesaria, ya que sólo el legislador pudiera asignarle al gestor de mercado alguna de las facultades a las que se hace referencia en ese sentido.

Por lo anterior, se sugiere que ante la ocurrencia de un evento que el gestor de mercado pueda considerar como contrario a la regulación, deba preguntárselo primero al agente o agentes involucrados, para posteriormente evaluar si se traslada a las entidades de control".

Respuesta:

No se acoge al comentario.

No le corresponde al Gestor del Mercado realizar labores de investigación respecto de un posible incumplimiento de la regulación, pues ello es de competencia de las entidades de vigilancia y control dentro de un debido proceso.

Ver respuesta a 5.4.1.2.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

5.6 HOCOL

5.6.1.1 HOCOL

“Considerar establecer un plazo de al menos 5 días hábiles, por ejemplo, para remitir al Gestor del Mercado, copia digital de todos los contratos de suministro del mercado mayorista, por las exigencias operativas necesarias para realizar este envío y manteniendo los plazos actuales para el registro de los contratos.”

Respuesta:

Ver respuesta a 5.3.1.1.

5.7 LEWIS ENERGY

5.7.1.1 LEWIS ENERGY

"Según el párrafo [2] se debe entregar al gestor copia de todos los contratos de suministro del mercado mayorista, así como la información de transporte prevista en la Resolución CREG 185 de 2020 y la no entrega de esta información o entrega de manera inconsistente puede ser considerada como una práctica restrictiva de la competencia.

La expresión en rojo resulta subjetiva por lo que al no haber claridad sobre qué significa una entrega inexacta o inconsistente sugerimos que se elimine dicha expresión."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La expresión que se subraya se encuentra adoptada en la Resolución CREG 186 de 2020, texto sobre el cual no se proponen ajustes en la propuesta.

5.8 OILGAS ENERGY

5.8.1.1 OILGAS ENERGY

"El párrafo 1 indica que ninguna de las cláusulas de confidencialidad será oponible al Gestor del Mercado, por lo que se sugiere, que toda la documentación contractual se consigne en un sistema externo al cual pueda acceder el gestor de mercado cuando las autoridades de regulación, vigilancia y control lo estimen conveniente para la protección del mercado y de los consumidores. Evitando situaciones de corrupción o de ventilación de información privilegiada por parte del Gestor del Mercado o ex-gestores a posteriori.

El aparte párrafo que reza que: ‘ninguna cláusula de confidencialidad en los contratos celebrados entre los Participantes del mercado será oponible al Gestor del Mercado’. Puede

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

considerarse inconstitucional, para lo cual se deberá tener en cuenta las disposiciones jurisprudenciales de la Sentencia C-591 de 2014, de la Corte Constitucional.

Se sugiere adicionarle un inciso al párrafo que manifieste: ‘Si alguno de los participantes se negara a declarar algún tipo de información por estar revestida de carácter privado, esta decisión que rechace la petición de informaciones o documentos será motivada, indicará en forma precisa las disposiciones legales que impiden la entrega de información o documentos pertinentes y deberá notificarse al Gestor del Mercado.

Si el Gestor del Mercado insistiere en su petición de información o de documentos ante la autoridad que invoca la reserva, corresponderá al juez administrativo decidir en única instancia si se niega o se acepta, total o parcialmente la petición formulada de acuerdo con la ley 1755 de 2015.’”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hace necesario para el Gestor del Mercado contar con la copia de los contratos, ya sea para efectos de evidenciar entre otros aspectos, condiciones de registro del contrato, o para efectos de determinar condiciones de regulación de los contratos, o para efectos de vigilancia y control por parte de la autoridad competente.

En todo caso, ningún contenido de los contratos es sujeto de publicación específica por parte del Gestor del Mercado, dentro de las obligaciones impuestas por la regulación CREG.

5.8.1.2 OILGAS ENERGY

"El párrafo 5, del artículo 5 del Borrador CREG 226 de 2021 resalta el dar aviso al inicio de actividades a los entes reguladores a los comercializadores con el objetivo de registrar sus contratos. Se sugiere recalcar la importancia que tendrá el registro de información para el mercado, dado que con la vigilancia de cada entidad a los contratos de suministro se podrá identificar cuando los mismos tengan precios fuera de mercado o que puedan ser desarrollados mediante una práctica contraria a la libre competencia.

Se sugiere adecuar el numeral (i) del párrafo 5° de la siguiente manera: “(i) A la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, de conformidad con el artículo 11.8 de la Ley 142 de 1994. Para ello deberán cumplir los requisitos que defina la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para ser inscrito en el Sistema Único de Información, SUI.””

Respuesta:

De acuerdo con comentarios recibidos y a los análisis adicionales realizados al interior de la CREG, en la nueva propuesta no se incluyen aspectos relacionados con el inicio de actividades de un nuevo agente del Mercado, que están regulados mediante la Resolución CREG 123 de 2013 específicamente.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

5.8.1.3 OILGAS ENERGY

"En el Parágrafo del Borrador CREG 226 de 2021 se evidencia una posible violación al principio constitucional de la libre competencia cuando se indica que el Gestor del Mercado no permitirá el registro de los contratos. Lo anterior se convierte en una negación al derecho de participar en el mercado mayorista de gas natural.

En tal sentido se presentan dos sugerencias: La primera es retirar la siguiente expresión: 'Además, no permitirá que los Participantes del Mercado Mayorista incumplidos puedan registrar sus contratos, lo que conlleva a que no puedan ser ejecutados.'

La segunda sugerencia es que si se mantiene esa facultad en el Gestor del Mercado se le brinde al interesado la oportunidad de ejercer su derecho de defensa. En este caso, se puede incluir un plazo para que el interesado subsane o presente recurso de reposición contra la decisión del Gestor del Mercado."

Respuesta:

En la nueva propuesta se hacen ajustes al respecto de lo que se comenta.

Ver respuesta a 5.8.1.2.

5.9 SSPD

5.9.1.1 SSPD

"Se hace referencia erróneamente al numeral 0, el cual debe ser reemplazado por el numeral 5."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se corrige el error de redacción.

5.9.1.2 SSPD

"Se considera pertinente que en la resolución se establezca cuál es el termino de tiempo con el que cuenta el Gestor del Mercado para reportar dicha información."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se establece un plazo máximo para que el Gestor del Mercado reporte la información de cualquier posible incumplimiento de la regulación en la que, en cumplimiento de sus funciones como Gestor, considere que podría haber incurrido un agente del mercado.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

5.9.1.3 SSPD

“De acuerdo con el entendimiento de este proyecto de resolución, el registro de los contratos del mercado mayorista que suscriban los comercializadores debe ser carácter obligatorio y no opcional.”

Respuesta:

En el literal a) del numeral 1.1 del Anexo 1 de la Resolución CREG 186 de 2020, actualmente vigente, se establece que:

*“Los Participantes del Mercado Primario a los que se hace referencia en el Artículo 16 y en el Artículo 17 de esta Resolución **deberán registrar ante el Gestor del Mercado** los contratos de suministro de gas natural que suscriban en el mercado primario.”* (subrayado con resaltado fuera de texto)

Asimismo, en el numeral 2.1 del Anexo 1 de la resolución en mención, se establece que:

*“Los vendedores y los compradores de gas natural a los que se hace referencia en el Artículo 29 y el Artículo 30 de esta Resolución **deberán registrar ante el Gestor del Mercado** los contratos de suministro de gas natural que suscriban en el mercado secundario.”* (subrayado con resaltado fuera de texto)

Los textos anteriores no se están modificando en la propuesta presentada.

5.10 TEBSA

5.10.1.1 TEBSA

“En el párrafo 3 del artículo 5, CREG le esta dando competencia al Gestor de Mercado de evaluar el incumplimiento o no, cuya competencia esta dada por la Ley 192 de 1994, para la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.”

Respuesta:

Ver respuesta a 5.4.1.2.

5.11 TERPEL

5.11.1.1 TERPEL

“Entendiendo la importancia y valor de la información que reporta y publica el Gestor del Mercado, sugerimos que se incluya un servicio de descarga automática de la información, más ágil y sencillo para los agentes del mercado.”

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Ver respuesta a 5.1.1.1.

6 ARTÍCULO 6. SELECCIÓN DEL GESTOR DEL MERCADO

6.1 ALCANOS

6.1.1.1 ALCANOS

"4. Si un Usuario No Regulado disminuye sus consumos sin causa previamente justificada y se clasifica como Usuario Regulado, su nueva condición será efectiva de forma inmediata, esto es, a partir del siguiente período de facturación. Como consecuencia, la facturación de los consumos se realizará con las tarifas aplicables a los Usuarios Regulados.

Como prever este riesgo, dado que la resolución CREG 226 de 2021 limita que las capacidades de los contratos varíen dentro de los trimestres."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Al permitirse la negociación de contratos con cantidades trimestrales diferentes con la propuesta, en sustitución de los contratos de duración de tres o más años con cantidades mensuales fijas iguales para toda la ejecución del contrato, que son los que se permiten negociar directamente actualmente, le es más viable al comercializador administrar de manera más eficaz el riesgo de incremento de cantidades a atender de usuarios finales que antes eran usuarios no regulados o de lo contrario, de reducción de esas cantidades.

En el mismo sentido la propuesta de la nueva modalidad CF80 incrementa la flexibilidad de contratación para mejorar la gestión del riesgo.

7 ARTÍCULO 7. REMUNERACIÓN DEL GESTOR DEL MERCADO

7.1 ACOLGEN

7.1.1.1 ACOLGEN

"Al momento de calcular la remuneración del gestor, no es posible considerar de manera simultánea los contratos OCG y los de firmeza condicionada, toda vez que los dos tipos de contratos son complementarios en las cantidades de gas que venden activándose en distintos momentos.

Se ha identificado que existe el riesgo de que el gestor realice como en pasado, una suma simple de las cantidades de los contratos negociados interrumpibles, desconociendo que se puede tratar

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

de varias transacciones para una misma cantidad e incrementando artificialmente la posible contribución en la remuneración del Gestor del Mercado y generando distorsiones en la remuneración del Gestor.

Sobre lo anterior, desde la Asociación proponemos simplificar el cálculo de la remuneración del sector, estableciendo que se considerarán, como entendemos ocurre hoy en día, todos los contratos firmes o que garanticen firmeza bajo una suma ponderado de acuerdo con sus cantidades y duraciones más las cantidades finales que efectivamente se despachen en contratos interrumpibles en un determinado mes."

Respuesta:

En la nueva propuesta se realiza un ajuste al texto de modo que se haga referencia directa al origen de la remuneración de la remuneración del Gestor del Mercado que se realizará conforme a lo establecido en el Artículo 22 de la Resolución CREG 055 de 2019 o aquella que la modifique o sustituya.

7.2 ACP

7.2.1.1 ACP

"En el caso de contratos interrumpibles, ¿cuando no se nomine por ese contrato, se entendería que no se paga remuneración?. En el caso que si aplique pago de remuneración independientemente de que se utilice o no, ¿con base a que valor se realizaría el cálculo?"

Respuesta:

Ver respuesta a 7.1.1.1.

7.3 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

7.3.1.1 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

"Considerando que la propuesta regulatoria ha previsto que los contratos pactados bajo la modalidad con interrupciones sean considerados para efectos de determinar la remuneración de los servicios prestados por el Gestor del Mercado, sugerimos articular dicha disposición con respecto a lo previsto en la Resolución CREG 055 de 2019 que dispuso en su Anexo 6 las modalidades contractuales que se deberán considerar para la estimación del pago a realizar por los vendedores por los servicios prestados por el Gestor del Mercado.

En el mismo sentido solicitamos precisar para efectos de la estimación del valor a remunerar por los servicios del Gestor del Mercado cual deberá ser el tratamiento que deberá darse en términos de la duración de los contratos (p.e. de duraciones diarias) y respecto de aquellos contratos que se registren ante el Gestor del Mercado en cumplimiento de las previsiones del Artículo 38 de la propuesta regulatoria con destino a consumos propios de los productores – comercializadores (refinerías y otros consumos)."

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Ver respuesta a 7.1.1.1.

7.4 ECOPETROL

7.4.1.1 ECOPETROL

"En el proyecto de resolución se plantea que '(...) el ingreso regulado será pagado al Gestor del Mercado por los vendedores a los que se hace referencia en el Artículo 16 de la presente resolución que hayan suscrito contratos de suministro firmes, CF-95, CF-80, OCG, OCGX, con firmeza condicionada o Contratos con Interrupciones'.

Sugerimos este texto por uno más general, pues estas no son las únicas modalidades contractuales permitidas por la regulación para la comercialización del gas natural. Además, en la medida en que la CREG establece la posibilidad de que los agentes propongan nuevas modalidades contractuales, sería adecuado dejar abierta la redacción ante la inclusión de nuevas modalidades contractuales."

Respuesta:

Ver respuesta a 7.1.1.1.

7.5 GASES DE OCCIDENTE

7.5.1.1 GASES DE OCCIDENTE

"En la medida en que en los Contratos con Interrupciones la oferta y/o demanda de cantidades a suministrar es incierta y el servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, el costo del Gestor imputable al vendedor no debería ser transferido en el precio del gas de este tipo de Contratos."

Respuesta:

Ver respuesta a 7.1.1.1.

7.6 ISAGEN

7.6.1.1 ISAGEN

"Solicitamos que se mantenga la metodología actual para el cálculo del ingreso regulado, en el cual se tienen en cuenta los contratos firmes (CF95, CF80) y de firmeza condicionada (CFC). Considerando que los contratos OCG y CFC son complementarios y transan una misma cantidad de gas, que se entrega a un contrato o al otro, sería conveniente que se tenga en cuenta el

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

contrato con más alta probabilidad de entrega en el tiempo, que para este caso sería el contrato con firmeza condicionada CFC.

En cuanto a los contratos con interrupciones, y teniendo en cuenta que estos contratos generalmente se negocian en el corto plazo, en contratos diarios, semanales, mensuales o menores a un año, al considerarlos en el cálculo podría ocurrir que se sume la misma cantidad de gas varias veces, como se muestra a continuación:

Caso 1: negociación de 1 contrato mensual por 1,000 MBTUD, Caso 2: negociación de 30 contratos diarios con interrupciones por 1,000 MBTUD, desde el punto de vista operativo o de despachos para el mismo periodo de tiempo (1 mes) los 30 contratos diarios son equivalente al contrato mensual, pero para el cálculo del ingreso regulado del Gestor del Mercado no son equivalentes porque se tiene en cuenta la cantidad de gas negociada y no lo estandariza a un mismo periodo de tiempo. Para el caso 1 la cantidad a tener en cuenta sería únicamente 1,000 MBTU, por el contrario, para el caso 2 se tendrían en cuenta los 30 contratos diarios negociados que representan 30,000 MBTU lo cual distorsiona el cálculo del ingreso regulado.

Adicionalmente, por lo general los contratos con interrupciones son contratos marginales y se firman para negocios de oportunidad en los cuales el precio es representativo, por lo cual cualquier valor adicional o incremento en la tarifa final inviabiliza la negociación por el aumento en los costos de transacción."

Respuesta:

Ver respuesta a 7.1.1.1.

7.7 PROMIGAS

7.7.1.1 PROMIGAS

"En la medida en que en los Contratos con Interrupciones la oferta y/o demanda de cantidades a suministrar es incierta y el servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, el costo del Gestor imputable al vendedor no debería ser transferido en el precio del gas de este tipo de Contratos."

Respuesta:

Ver respuesta a 7.1.1.1.

7.8 SURTIGAS

7.8.1.1 SURTIGAS

"En la medida en que en los Contratos con Interrupciones la oferta y/o demanda de cantidades a suministrar es incierta y el servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, el costo del Gestor imputable al vendedor no debería ser transferido en el precio del gas de este tipo de Contratos.”

Respuesta:

Ver respuesta a 7.1.1.1.

7.9 TEBSA

7.9.1.1 TEBSA

“En cuanto a la remuneración del gestor de mercado, no vemos viable incluir la modalidad Con Interrupciones, dado que son contratos que no se ejecutan todos los días.”

Respuesta:

Ver respuesta a 7.1.1.1.

7.10 TERPEL

7.10.1.1 TERPEL

“En el caso de contratos interrumpibles, ¿cuando no se nomine por ese contrato, se entendería que no se paga remuneración?. En el caso que si aplique pago de remuneración independientemente de que se utilice o no, ¿con base a que valor se realizaría el cálculo?”

Respuesta:

Ver respuesta a 7.1.1.1.

8 ARTÍCULO 8. MODALIDADES DE CONTRATOS DE SUMINISTRO PERMITIDOS

8.1 ACP

8.1.1.1 ACP

“Es positivo que tanto oferta como demanda tengan la posibilidad proponer nuevas modalidades contractuales. Es importante aprovechar la flexibilidad para poner en práctica nuevos productos sin esperar años para su implementación.”

Respuesta:

Se debe tener en cuenta que las modalidades contractuales que se propongan serán acogidas para adopción mediante regulación de general aplicables por quienes las proponen. Por ello se seguirá el proceso de adopción de regulación normal para propuestas de origen en la CREG (en general publicación para comentarios y publicación definitiva).

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

8.2 ALCANOS

8.2.1.1 ALCANOS

“Las excepciones que se proponen a la aplicación del párrafo uno, resultan confusas, si se tiene en cuenta que los contratos no se construyen para la atención de la demanda esencial exclusivamente sino, tal y como se señala en las resoluciones actualmente vigentes.”

Solución:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se simplifica el texto del párrafo 1, dejando claro que no se podrá prorrogar la vigencia de contratos vigentes, sin excepción ninguna, a diferencia de lo actualmente establecido que permite dos casos que se exceptúan de dicha prohibición.

8.3 ASOENERGIA

8.3.1.1 ASOENERGIA

“No estamos de acuerdo en permitir que se dé la opción de prorrogar los contratos, que tengan destino la Demanda Esencial, en cualquier momento del tiempo. El mecanismo planteado, el MADE, ya de por sí es un mecanismo que le da absoluta prioridad a la contratación de la Demanda Esencial, por encima del mercado regulado, y, en ese sentido, es suficiente para cumplir con lo estipulado en el Decreto Único Reglamentario del MME en cuanto al aseguramiento de dicha Demanda. Es nuestra consideración que el hecho de incluir prórrogas a los contratos mencionados no está asegurando la contratación la Demanda Esencial, sino que está limitando y obstruyendo la libre competencia y la participación de los agentes en el Mercado Mayorista. Lo anterior, en primera instancia, porque algunos participantes tendrían ventajas de contratación por encima de los otros y, segundo, porque, al considerar lo mencionado anteriormente, dicha ventaja de contratación restringiría la competencia para que otro comercializador, diferente al comercializador-distribuidor que atiende a una Demanda Esencial específica, pueda atender a dicha demanda específica.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Ver respuesta a 1.6.1.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

8.3.1.2 ASOENERGIA

“Celebramos el cambio en el sentido de que flexibiliza el mecanismo de contratación y se ajusta a la realidad de variación de consumos de los usuarios finales, sin tener que asumir los sobrecostos por dichas volatilidades.”

Respuesta:

Se debe tener en cuenta que es potestativo de los vendedores del Mercado Primario el negociar contratos de la modalidad propuesta CF80, y que el mayor riesgo de ingreso mínimo que implica para el vendedor dicha modalidad podría buscar mitigarse con un mayor precio unitario del gas a suministrar.

Por lo anterior, corresponde a cada comprador aumentar la efectividad del cálculo del volumen máximo a contratar y de qué modalidad, si CF95 o CF80, minimiza la suma que se obtiene del pago mínimo y del consumo real.

8.4 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

8.4.1.1 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

"No se está considerando la prórroga de los contratos con destino a la demanda termoeléctrica de manera que se articule con lo desarrollado en el Artículo 21.

El Artículo 21 no aclara que las prórrogas a registrar ante el Gestor del Mercado corresponden a aquellas celebradas en virtud de lo previsto en el literal a) del parágrafo 1 del Artículo 8 de la propuesta regulatoria."

Respuesta:

Ver respuesta a 1.6.1.1.

8.4.1.2 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Se menciona ‘tipos de contratos’, cuando el término correcto es ‘modalidades de contratos’”.

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La utilización de la expresión “tipo de contratos” se hace con el fin de diferenciarla de la expresión de “modalidades contractuales” que son las que establece la CREG. Las modalidades contractuales CREG se originan en los tipos de los contratos que establece el MME (firmes o que garantizan firmeza e interrumpibles). Lo anterior por cuanto se propone identificar de mejor manera la necesidad de contar con PTDVF de parte de un vendedor del Mercado Primario, para poder suscribir un contrato que, independientemente del nombre que se le coloque al contrato,

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

corresponde a un tipo de contrato firme o que garantiza firmeza que por lo tanto requiere Respaldo Físico.

Lo anterior cobra especial relevancia cuando se da aplicación a lo establecido en el párrafo del Artículo 20 de la Resolución CREG 186 de 2020, en el caso actual, que permite en casos excepcionales específicos, suscribir contratos sin que se acojan a las condiciones mínimas y modalidades establecidas por la CREG.

Ver numeral 2.2.8.

8.4.1.3 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Parece haber inconsistencia en que se debe contar con Respaldo Físico para pactar los contratos de suministro del artículo 8, entre los cuales está el Contrato de Suministro con Interrupciones CSI, modalidad para la cual no aplica la condición de respaldo físico.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hace el ajuste en el párrafo en mención.

8.5 CANACOL

8.5.1.1 CANACOL

"Libertad contractual:

El párrafo 2 del Artículo 8 incluye una modificación al artículo anteriormente contenido en la Resolución CREG 186 de 2021. Con dicha modificación se incluye que en ‘ningún caso’ se podrán pactar tipos de contratos diferentes a los contemplados en el artículo 8.

Lo anterior puede entrar en conflicto con las excepciones establecidas en el párrafo del artículo 20 de la misma resolución."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hace el ajuste al párrafo en mención para evitar alguna duda de aplicación al respecto.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

8.5.1.2 CANACOL

“Compensaciones: los periodos de compensación pactados bilateralmente son importantes para firmar contratos con la demanda termoeléctrica, dado que por su variabilidad en el consumo a esta clase de demanda le es difícil asumir compromisos contractuales, así sea por un corto período de tiempo, que les implique perder el gas que no puedan consumir en un día determinado.

Sugerimos permitir pactar bilateralmente periodos de compensación para los contratos con destino a la demanda termoeléctrica.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

En el desarrollo de la Resolución CREG 089 de 2013, que reglamentó el funcionamiento del mercado Mayorista de Gas Natural en su inicio, se explica la razón de no permitir los contratos tipo firme Take or Pay – TOP con cláusula de compensación volumétrica. Ver respuesta al numeral 4 del numeral 2.5.1 del documento CREG 063 de 2013 que se publicó junto con la Resolución CREG 089 de 2013.

En ajustes realizados mediante la Resolución CREG 114 de 2017 se introdujo la modalidad CF95 que tiene balance volumétrico mensual, con la limitación de que la nominación diaria no puede superar el 100% del volumen máximo garantizado diario.

Sin embargo, en la propuesta de CREG 226 de 2021 se ha planteado que los mismos agentes puedan proponer modalidades contractuales, como la que podría derivarse del comentario. Ver numeral 4.6 y respuesta a 8.1.1.1 y 8.12.1.1.

8.6 ECOPETROL

8.6.1.1 ECOPETROL

“Parágrafo 6. Los vendedores señalados en el Artículo 16 de la presente Resolución, deberán contar con Respaldo Físico para pactar los contratos de suministro de que trata este Artículo, y así deberá declararlo en los mismos’.” Esta definición puede afectar el desarrollo de nueva oferta de gas natural y por consiguiente el abastecimiento de la demanda en el mediano y largo plazo.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hacen ajustes al parágrafo comentado, pero solo para contratos con interrupciones. La definición propuesta es desarrollo de la política energética en cuanto a que en el Decreto 1073 de 2015 se ha establecido que los contratos de tipo firme o que garantizan firmeza deben contar con Respaldo Físico, qué se entiende por Respaldo Físico y qué se entiende por Reservas de Gas Natural, para que estos elementos sean concordantes entre sí.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Ahora bien, en la nueva propuesta se establece una flexibilidad para aquellos campos en exploración que se encuentran en pruebas o que no han declarado comercialidad puedan suscribir contratos de suministro (cuyo cumplimiento se sujeta normalmente a que el campo declare comercialidad en el futuro) que una vez declarada la comercialidad, se registren bajo modalidad contractual CREG sin que se deba surtir el procedimiento MADE. Ver numeral 4.18

8.7 GASES DE LA GUAJIRA

8.7.1.1 GASES DE LA GUAJIRA

"Las excepciones que se proponen a la aplicación del párrafo uno, resultan confusas, si se tiene en cuenta que los contratos no se construyen para la atención de la demanda esencial exclusivamente sino, tal y como se señala en las resoluciones actualmente vigentes.

En ese sentido, en el literal, se sugiere que la excepción se permita para los contratos de demanda regulada que incluyan demanda esencial, de manera tal que la excepción considere los contratos actualmente vigentes, y que tenga una aplicación real y verdadera."

Respuesta:

Ver respuesta a 8.2.1.1.

8.8 GASES DE OCCIDENTE

8.8.1.1 GASES DE OCCIDENTE

"Se considera positiva esta apertura de la CREG, los agentes no solo podrían sugerirle a la Comisión nuevas modalidades contractuales, sino que sería importante que la CREG recogiera las observaciones que presentan los agentes con respecto a las modalidades contractuales planteadas por la CREG. Podría haberse evitado la adopción de los Contratos C1 y C2, que como lo manifiesta la CREG fueron poco o nada efectivos."

Respuesta:

Ver respuesta a 8.5.1.2.

8.9 GASES DEL CARIBE

8.9.1.1 GASES DEL CARIBE

"Las excepciones que se proponen a la aplicación del párrafo uno, resultan confusas, si se tiene en cuenta que los contratos no se construyen para la atención de la demanda esencial exclusivamente sino, tal y como se señala en las resoluciones actualmente vigentes.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

En ese sentido, en el literal, se sugiere que la excepción se permita para los contratos de demanda regulada que incluyan demanda esencial, de manera tal que la excepción considere los contratos actualmente vigentes, y que tenga una aplicación real y verdadera."

Respuesta:

Ver respuesta a 8.5.1.2 y 8.12.1.1.

8.10 LEWIS ENERGY

8.10.1.1 LEWIS ENERGY

"De acuerdo con la inclusión contenida en la propuesta regulatoria en el párrafo 2 del Artículo 8 la Comisión establece que en 'ningún caso' se podrán pactar tipos de contratos diferentes a los contemplados en el artículo 8.

Al respecto debemos señalar que es nuestro entendimiento que existe una habilitación para pactar modalidades contractuales diferentes cuando el gas proviene de las excepciones de que trata el artículo 19 según lo establecido en el párrafo del artículo 20 de la propuesta. Esto ha sido una flexibilidad que el mercado de gas ha recibido muy bien y que ha permitido desarrollar las fuentes de que trata dicho artículo, ahora mucho más amplio, y que en buena hora incluye nuevas fuentes de gas flexibles de cara a la regulación.

Sugerimos eliminar el aparte introducido en la propuesta del párrafo 2 del artículo 8, referido a señalar que 'en ningún caso'."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hizo el ajuste correspondiente para dejar claro la excepción que se mantiene.

8.11 OILGAS ENERGY

8.11.1.1 OILGAS ENERGY

"Para efectos de claridad y seguridad jurídica se sugiere no seguir haciendo referencia a resoluciones que fueron derogadas y que hoy no producen efectos jurídicos, como lo es la Resolución CREG 089 de 2013.

En tal sentido, se sugiere indicar que los contratos Take or Pay suscritos antes del año 2013 seguirán rigiendo hasta la fecha de terminación pactada en los mismos."

Respuesta:

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Se acoge el comentario parcialmente.

Se mantiene la mención de la Resolución CREG 089 en aquellos casos que sea una referencia histórica, más no de regulación aplicable actualmente.

8.12 PRIME ENERGIA

8.12.1.1 PRIME ENERGIA

"Considerando que la propuesta regulatoria permite la inclusión de modalidades de contratos propuestas por los agentes del mercado mayorista, no queda claro el requisito que se propone surtir iniciando el proceso regulatorio, consistente en que la modalidad contractual propuesta pueda negociarse utilizando los mecanismos de comercialización propuestos."

Respuesta:

Las nuevas modalidades contractuales que propongan los agente deberán tener en cuenta que los contratos puedan negociarse con base en los mecanismos de comercialización propuestos, es decir, mediante la negociación directa o mediante la subasta que se establece. Asimismo, se debe cumplir con el mecanismo de acceso MADE, en las condiciones que se establecen para cualquier tipo de fuente de suministro, sin excepción ninguna.

8.13 PROMIGAS

8.13.1.1 PROMIGAS

"Se considera positiva esta apertura de la CREG, los agentes no solo podrían sugerirle a la Comisión nuevas modalidades contractuales, sino que sería importante que la CREG recogiera las observaciones que presentan los agentes con respecto a las modalidades contractuales planteadas por la CREG. Podría haberse evitado la adopción de los Contratos C1 y C2, que como lo manifiesta la CREG fueron poco o nada efectivos."

Respuesta:

Ver respuesta a 8.5.1.2.

8.14 SHELL

8.14.1.1 SHELL

"Es positiva la inclusión de la posibilidad de proponer a la Comisión modalidades contractuales adicionales a las propuestas actualmente a nivel regulatorio. Este tipo de mecanismos permite a los agentes crear diferentes productos para los usuarios para dinamizar el funcionamiento del mercado."

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Ver respuesta a 8.5.1.2.

8.15 SURTIGAS

8.15.1.1 SURTIGAS

“Se considera positiva esta apertura de la CREG, los agentes no solo podrían sugerirle a la Comisión nuevas modalidades contractuales, sino que sería importante que la CREG recogiera las observaciones que presentan los agentes con respecto a las modalidades contractuales planteadas por la CREG. Podría haberse evitado la adopción de los Contratos C1 y C2, que como lo manifiesta la CREG fueron poco o nada efectivos.”

Respuesta:

Ver respuesta a 8.5.1.2.

8.16 TEBSA

8.16.1.1 TEBSA

“La propuesta plantea la inclusión de esta modalidad, pero no proporciona soporte suficiente para justificar el porcentaje del 80% en lugar de cantidades inferiores.”

Respuesta:

Ver respuesta a 8.3.1.2 y 8.5.1.2.

8.16.1.2 TEBSA

“Por qué los contratos con interrupciones deben tener respaldo físico si por su propia naturaleza son contratos que no garantizan firmeza? La OCG y los FC requieren respaldo físico solo al momento de la entrega?”

Respuesta:

Ver respuesta a 4.21.1.1 y 8.4.1.3.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

8.17 TERPEL

8.17.1.1 TERPEL

“Es positivo que tanto oferta como demanda tengan la posibilidad proponer nuevas modalidades contractuales. Es importante aprovechar la flexibilidad para poner en práctica nuevos productos sin esperar años para su implementación.”

Respuesta:

Ver respuesta a 8.5.1.2.

8.18 VANTI

8.18.1.1 VANTI

“De darse esta separación entre Esencial y No Esencial, en lo que reiteramos no estamos de acuerdo y no vemos posible, y que esta situación se empeora dado que la propuesta de la Resolución 227 solo permite el traslado de las cantidades consumidas, no existe una modalidad contractual que le permita al comercializador garantizar el suministro del servicio de gas a estos clientes. Por tanto, se solicita incluir una modalidad contractual tipo ‘Pague lo Demandado’ y donde el Productor esté obligado a ofrecer este producto al mercado.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La separación de la Demanda Esencial es necesaria para dar cumplimiento a la política energética en cuanto a aspectos operativos y comerciales que requieren priorización en la atención de la Demanda Esencial. Ver numeral 2.2.3.

Existe libertad por parte de los vendedores del Mercado Primario para establecer el precio de las fuentes de suministro del gas natural puesto en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte, a partir de la Resolución CREG 088 de 2013. Lo anterior va en armonía, entre otros aspectos, con los tipos y modalidades contractuales que establecen riesgos de ingreso diferentes al vendedor, y por tanto, precios diferentes. Imponer una modalidad contractual a los vendedores pierde eficacia ante esa libertad de precios.

En todo caso, la propuesta de resolución incluye la posibilidad de que los agente propongan nuevas modalidades contractuales. Ver respuesta a 8.5.1.2

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

9 ARTÍCULO 9. REQUISITOS MÍNIMOS DE LOS CONTRATOS DE SUMINISTRO

9.1 ENERGY FOR THE CARIBBEAN

9.1.1.1 ENERGY FOR THE CARIBBEAN

"Se sugiere incluir los contratos contenidos en el Parágrafo del Artículo 20, por cuanto también constituyen una excepción a los requisitos mínimos del contrato y se otorgó la posibilidad de que los mismos sean negociados y pactados de forma directa. Esto con la finalidad de cumplir con los objetivos que el Borrador CREG 226 de 2021 tiene para su emisión."

Respuesta:

Ver respuesta a 8.10.1.1.

10 ARTÍCULO 10. EVENTOS DE FUERZA MAYOR, CASO FORTUITO O CAUSA EXTRAÑA

10.1 MC2 S.A. E.S.P.

10.1.1.1 MC2 S.A. E.S.P.

"Hay un error de redacción al hacer referencia al Artículo 88."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se corrige el error de referencia.

10.2 OILGAS ENERGY

10.2.1.1 OILGAS ENERGY

"Para conservar una coherencia entre el numeral 3 del artículo 10 y el Parágrafo 1 del mismo artículo, se sugiere que la obligación de los compradores de pagar el servicio de suministro del gas contratado se suspenderá a partir de que se haya hecho la notificación y durante la ocurrencia de los eventos eximentes de responsabilidad, como lo son la fuerza mayor, el caso fortuito y la causa extraña."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La obligación de entregar o recibir el gas natural se suspende a partir de que, por efecto del acaecimiento u ocurrencia del evento eximente (la parte afectada por el evento), no se puede

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

entregar o recibir el gas, lo que no necesariamente coincide con la notificación de la ocurrencia del evento a la contraparte.

10.3 SSPD

10.3.1.1 SSPD

“Se hace referencia erróneamente al Artículo 88. De acuerdo al entendimiento de la resolución se debe hacer referencia al Artículo 8 (Modalidades de contratos de suministro permitidos).”

Respuesta:

Ver respuesta a 10.1.1.1.

10.3.1.2 SSPD

“Se hace referencia erróneamente al numeral 4, dado que este trata el tema del rechazo de la existencia de un evento de fuerza mayor. De acuerdo al entendimiento de la resolución se debe hacer referencia al numeral 5, el cual expone cuando se dará reinicio de las obligaciones luego de la suspensión del servicio.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se corrige el error de referencia.

11 ARTÍCULO 11. EVENTOS EXIMENTES DE RESPONSABILIDAD

11.1 ACOLGEN

11.1.1.1 ACOLGEN

“Por otro lado, se identifica que se incluye un nuevo evento eximente en los contratos de suministro, cuando se presentan suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de la infraestructura de transporte del combustible. En este contexto, recomendamos a la Comisión extender dicho planteamiento para los contratos de transporte, ante situaciones en las cuales se presenten los mismos eventos eximentes en la infraestructura de suministro. Lo anterior, partiendo de la experiencia del sistema con las contingencias durante el 2021 en campos de producción del país.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Las disposiciones de eventos eximentes de transporte se encuentran establecidas en la Resolución CREG 185 de 2020, y no corresponde a la propuesta, por tanto, modificar aspectos de la comercialización de la capacidad de transporte en el SNT.

Sin embargo, se tendrá en cuenta el comentario para efectos de seguimiento y actualización de la resolución mencionada.

11.2 ACP

11.2.1.1 ACP

“Se eliminó el evento excluyente de responsabilidad por el no registro del contrato. Sugerimos incluirlo, tal como está en la Resolución 186 de 2020.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se mantiene lo establecido al respecto en la regulación vigente.

11.3 ANDEG

11.3.1.1 ANDEG

“Es necesario que la Comisión evalúe, en el marco de la coordinación Gas - Electricidad, la posibilidad de incluir, en el marco de los eventos eximentes de responsabilidad, todos aquellos eventos, externos a la operación y control de las plantas térmicas, como lo son especialmente, los eventos críticos u ocasionales del STN o STR, los cuales limitan el consumo de los estos agentes y que hoy en día generan desniveles en la asunción de responsabilidad y obligaciones de pago en el mercado de gas.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Cada comprador del mercado, usuario no regulado en general del sector industrial o comercial, utiliza el gas natural como insumo que le permite el desarrollo de su actividad principal industrial o comercial, actividad que enfrenta riesgos propios de la misma. Ver respuesta a 1.2.1.10 y 1.12.1.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

11.4 ANDI

11.4.1.1 ANDI

"Consideramos un avance la inclusión del evento 4, para que las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de la infraestructura de transporte, sea un evento eximente de responsabilidad en el contrato de suministro."

Respuesta:

Se tiene como uno de los objetivos, entre otros, que haya una mayor y más efectiva coordinación de quienes desarrollan las actividades de producción y de transporte de gas natural, en búsqueda de aumentar la continuidad del servicio final cuando hay planeación y programación en el ejercicio de tales actividades.

11.5 ASOENERGIA

11.5.1.1 ASOENERGIA

"Solicitamos que la CREG revalúe el concepto de 'Partes' cuando se establecen los eventos de fuerza mayor y los eventos eximentes (incluyendo eventos de mantenimiento). Lo anterior, dado que, en el caso en que un Comercializador Minorista intermedia (aplicable a la mayoría de los casos para efectos de un Usuario No Regulado industrial), como la misma palabra lo expone, frente al Usuario No Regulado, en el Mercado Mayorista de suministro y de transporte, al suscribir los contratos pertinentes, los eventos de fuerza mayor y evento eximente se establecen para dicho Comercializador y no para el usuario final por el cual está intermediando. En ese sentido, el traslado de los eventos de fuerza mayor y eventos eximentes desde el Usuario No Regulado hacia el productor o transportador resultan imposibles y no aceptados por dichos agentes de la cadena. Un ejemplo claro de lo anterior es el paro nacional sufrido por la industria durante el 2021, en el cual, por razones evidentes, las fábricas tuvieron que detener sus procesos productivos, se declararon los eventos eximentes pertinentes y dichos eventos no fueron aceptados. Para lo cual, además de no poder producir y asumir las pérdidas que conllevó el paro, se recibieron las facturas de los compromisos de transporte en el gas natural. Es importante mencionar que lo planteado anteriormente no es un aspecto de riesgos que debe manejar el Comercializador Minorista. Lo anterior debe ser un pass through que el Comercializador Minorista pueda trasladar a los Usuarios No Regulados, como pasa hoy en día cuando al productor se le presenta un evento de fuerza mayor, y viceversa."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Se espera que uno de los valores agregados del comercializador minorista es que sirva de agregador de cantidades de diferentes usuarios de diferentes sectores, con características de consumo similares y/o complementarias que le permitan manejar de una manera más eficaz los riesgos que enfrenta el usuario final. Los usuarios no regulados pueden participar en el Mercado Primario como compradores, tanto de suministro como de capacidad de transporte y así

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

directamente, recibir el beneficio de la reciprocidad en cuanto a las consecuencias de no poder consumir el gas contratado o de que no se le pueda entregar y que, dependiendo de la modalidad contractual utilizada, debe tener un pago mínimo. Lo anterior se aplica, en general, a eventos eximentes de responsabilidad.

Situación de diferente análisis se daría si los usuarios no regulados no tuviesen acceso a la contratación del suministro y/o del transporte en el Mercado Primario.

11.5.1.2 ASOENERGIA

“En línea con lo presentado previamente, en el sentido de que hoy en día los eventos eximentes por mantenimientos, declarados por los Usuarios No Regulados industriales a través del Comercializador Minorista, no son aceptados aguas arriba por el productor ni por el transportador, además de lo anterior y en caso de que dicho ajuste se realizara, los periodos para declarar el mantenimiento son desbalanceados desde la perspectiva del Usuario No Regulado industrial. Un mes de anticipación es un periodo muy largo para poder prever oportunamente el desarrollo óptimo de un mantenimiento.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Se parte del hecho de que el desarrollo óptimo de un mantenimiento, tanto de la parte vendedora como de la parte compradora del contrato de suministro de gas natural, precisamente requiere de un período de planeación extenso y detallado que no puede dejarse para los últimos días previos al inicio del mantenimiento. Se trata no solamente de contar oportunamente con los insumos que se van a utilizar en el mantenimiento y de aprovechar la parada que implica el mantenimiento para realizar la mayor cantidad de actividades preventivas y correctivas, sino de contratar y reservar aquellos trabajos que deben ser desarrollados por contratistas que a su vez también requieren de un período previo de planeación y de coordinación con otros compromisos que también deben coordinar dichos contratistas.

Ver respuesta a 4.21.1.3.

11.5.1.3 ASOENERGIA

“Celebramos el cambio en el sentido de considerar que la actividad de transporte no es independiente de la actividad de suministro y que, por consiguiente, la entrega de gas natural a un usuario final implica las dos actividades. En comentarios realizados en ocasiones pasados, hemos expresado los sobre costos al usuario final que ha generado dichas disposiciones. Sobre todo, cuando Ecopetrol realiza mantenimientos en Cusiana/Cuapiagua y TGI liquida la capacidad total desde dicha fuente con el total conocimiento de que la molécula de gas no se está suministrado desde dicha fuente.”

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Las actividades de suministro y de transporte de gas natural son actividades independientes una de otra, se desarrollan por agentes diferentes mediante contratos diferentes con obligaciones diferentes, pero en la cadena de prestación del servicio, son actividades complementarias. Sin suministro no hay prestación del servicio al usuario final, así haya transporte disponible, por lo que la CREG ha considerado que la obligación de pago del comprador en aquellos casos en que el suministro, así esté disponible no es asequible físicamente por el comprador por condiciones de la infraestructura de transporte que utiliza el suministro, debe ser suspendida.

11.6 EPM

11.6.1.1 EPM

"Se propone en el artículo 11 adicionar un nuevo evento eximente de responsabilidad en donde el comprador no tendrá que pagar el suministro de gas, cuando dicho suministro no sea posible realizarlo por no contarse con la disponibilidad de transporte, debido a suspensiones por labores programadas.

Al respecto, se sugiere que esta misma exigencia se replique en el caso de la resolución CREG 185 de 2020 cuando un campo productor entra en manteamientos programados o no programados cuando ocurren 'fallas súbitas' por daños en algún equipo del productor y a los remitentes se les cobra el transporte, así no sea posible llevar el gas hasta el usuario final por motivo de tales fallas en la producción.

Igualmente, no debe dejarse por fuera lo que sucede actualmente con los eventos de fuerza mayor, en donde el efecto es prácticamente el mismo citado por la Comisión en el caso de eventos eximentes. Cuando ocurre un evento de fuerza mayor en Transporte de gas, por ejemplo, un deslizamiento de tierra que genera pérdida de presión en un gasoducto, se suspende la obligación de pago en el contrato de transporte, pero el productor no acepta dicha fuerza mayor alegando que son contratos diferentes y continua con el cobro así no se pueda transportar gas hasta la demanda y viceversa. Por lo anterior y dado que estos eventos tienen la misma consecuencia sobre la demanda, la cual es que el gas no llega al usuario final bien sea por fallas en el suministro o en el transporte, respetuosamente sugerimos armonizar los artículos 10 y 11 de la Resolución CREG 186 y CREG 185 de 2020, de cara a la eficiencia en los precios cobrados a la misma, cuando existan eventos como los citados que impidan el transporte o el suministro de gas hasta el usuario final."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hace inclusión de dichas circunstancias generales de eventos eximentes.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

11.6.1.2 EPM

“Finalmente, vale la pena mencionar que los riesgos asociados a una falla o mantenimiento no programado en el suministro gas o en la capacidad de transporte son riesgos no gestionables por parte del Distribuidor – Comercializador y que, al ocasionar incumplimiento del contrato firme estos deben compensarse a los usuarios de acuerdo con lo mencionado en el anexo 2 de la Resolución CREG 186 y el anexo 3 de la Resolución CREG 185.

Estos eventos ocasionan una pérdida económica importante para el Distribuidor – Comercializador por el gas que deja de fluir por la red y donde desde el 2013 el regulador reconoció, que el productor o Transportador que incumpliera debía hacer un pago a través de la variable señalada en tales anexos. Sin embargo, esta variable quedó atada al Dfj,m,T componente fijo del cargo ‘Dm’ que estuvo vigente hasta que la Resolución Creg 011 de 2003 lo estuvo por lo cual, para subsanar este impase y ante un evento que genere incumplimiento contractual en el suministro o en el transporte que restrinja el volumen de gas que pasa por la red, se sugiere al regulador remplazar dicha variable por el producto entre cargo medio ‘Dm’ de cada mercado relevante por los KPCD dejados de transportar por la red de distribución. ”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La modificación propuesta no es parte del alcance de la regulación del Mercado Mayorista de Gas Natural y por tanto, de los ajustes que se propongan.

Se aclara que el componente fijo del cargo Dm, se consideraba en la metodología tarifaria de la Resolución CREG 011 de 2003 la cual fue remplazada por la Resolución CREG 202 de 2013 y sus modificaciones y adiciones y la cual se analizó y no se consideró. La pertinencia de que esta componente D tenga una parte fija y otra variable podrá volverse analizar en su momento cuando se hagan los estudios y análisis para modificar la metodología del componente que remunera la actividad de distribución.

11.7 GEAM

11.7.1.1 GEAM

“Se solicita el cambio en el término que tienen los compradores del Mercado Primario para informar las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos porque la resolución CREG 147 de 2015 les permite a los vendedores del Mercado Primario notificar CNOG de eventos no programados de mantenimiento y reparación con una antelación no mayor a veinticuatro (24) horas, lo cual no es directamente proporcional al tiempo que los compradores del Mercado Primario tienen permitido por la resolución 186 de 2020 que pretende ser modificado por el proyecto de resolución 226 de 2021 para dar aviso de las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos, toda vez que, los compradores del Mercado Primario deben notificar al productores-comercializadores y a los comercializadores de gas importado con una antelación no menor de

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

un mes. Lo mencionado anteriormente, afecta directamente a los compradores del Mercado Primero porque están expuestos a que los Productores-comercializadores y comercializadores de gas importado puedan suspender el suministro de gas por labores de mantenimiento sólo con 24 de antelación, en cambio los primeros sólo pueden notificar con una antelación de un mes y quedan expuestos a tener que pagar compensaciones o multas si sucede un evento eximente por labores de mantenimiento que no hayan sido notificadas con un mes de antelación.”

Respuesta:

Ver respuesta a 11.5.1.2.

11.8 GECELCA

11.8.1.1 GECELCA

“Consideramos oportuno lo establecido en este numeral de la propuesta de resolución. Sin embargo, vemos necesario que se complemente con un ajuste a la Resolución CREG 185 de 2020, de tal forma que se permita que ante labores programadas para reparaciones técnicas en la infraestructura de suministro también sea contemplado como un evento eximente de responsabilidad.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La modificación sugerida no es parte del alcance de la regulación del Mercado Mayorista de Gas Natural y por tanto, de los ajustes que se propongan. El comentario será tenido en cuenta para efectos de la revisión, actualización, modificación de la Resolución CREG 185 de 2020.

Debe tenerse en cuenta en todo caso el antecedente establecido en forma transitoria en la Resolución CREG 102 011 de 2022.

11.8.1.2 GECELCA

“Consideramos pertinente que la CREG revise el tiempo mínimo de un (1) mes que requieren los compradores del mercado primario para informar a los productores-comercializadores y comercializadores de gas importado sobre labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos. Lo anterior, teniendo en cuenta que para un generador térmico los mantenimientos de las unidades dependen de la despachabilidad y las horas de operación, lo cual genera una alta incertidumbre y aumenta los requerimientos de mayores horas de mantenimientos, por lo tanto, vemos conveniente que se reduzca el tiempo mínimo para este requerimiento de un (1) mes a ocho (8) días hábiles, el cual es un tiempo acorde para este tipo de solicitud.”

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Ver respuesta a 11.5.1.2.

11.8.1.3 GECELCA

"Se observa una asimetría entre las obligaciones contractuales de los productores-comercializadores y transportadores de gas y las de los compradores o remitentes, teniendo en cuenta que ante una limitación técnica que genera la imposibilidad de entregar el producto los productores-comercializadores cuentan con la posibilidad de declarar una 'Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural' que los exime del cumplimiento de entrega del gas contratado, mientras que para los consumidores de gas y más específicamente para los generadores térmicos no es posible suspender de forma temporal la obligación de consumo y/o pago de las cantidades contratadas en firme ante limitaciones o fallas en sus activos."

Lo anterior, se ha evidenciado cuando los generadores térmicos han realizados declaraciones de eventos de fuerza mayor a productores y transportadores originados por temas técnicos que no permiten consumir el gas y los vendedores no aceptan dicha declaración."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

En los eventos eximentes establecidos en la regulación CREG, incluyendo fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, no se incluye alguno que se denomine o tenga específico origen en la sola declaración de una "Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia, No Transitoria", que es una definición establecida en el Decreto 1073 de 2015.

Siendo así, no es posible acudir a la reciprocidad a favor del agente comprador en algo que no está establecido en la condición mínima de evento eximente para ninguna de las partes del contrato de suministro. Otra cosa es que el origen de la "Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia, No Transitoria" sea un evento eximente, pues en ese caso es por aplicación de la condición mínima CREG, que como ya se expuso, es recíproca.

11.9 GIGAS ENERGY

11.9.1.1 GIGAS ENERGY

"Consideramos que es necesario aclarar que, para efectos de la interpretación de este literal, la infraestructura de transporte a la que se hace referencia es a aquellos que está siendo utilizada por el comprador del gas que requiere ser transportando."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hace la adición de texto considerada necesaria para la correcta aplicación del nuevo evento eximente.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

11.9.1.2 GIGAS ENERGY

“Resulta importante armonizar lo contemplado en la Resolución 226 con lo establecido en el artículo 10 de la Resolución la Resolución 185 de 2020, en el sentido de incluir la causal eximente de responsabilidad las reparaciones y mantenimientos realizados a la infraestructura de producción.”

Respuesta:

Ver respuesta a 11.8.1.1.

11.9.1.3 GIGAS ENERGY

“El regulador debe considerar y tener en cuenta que las labores y mantenimientos programados aguas abajo en la infraestructura del usuario final, particularmente los usuarios del sector industrial y térmico, también acarrearán afectaciones, directas e indirectas, que afectan el suministro y el transporte de gas, incluso cuando las relaciones con dichos usuarios final constituyen un negocio que se desarrolla dentro del mercado minorista.”

Respuesta:

Ver respuesta a 11.5.1.1.

11.10 HOCOL

11.10.1.1 HOCOL

“Tener en cuenta las siguientes observaciones en la modificación a los eventos eximentes de responsabilidad, que incluye las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de la infraestructura de transporte.

- Establecer una condición recíproca para los contratos de capacidad de transporte e incluir como evento eximente de responsabilidad las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de los campos de producción y sus facilidades.

- Considerar y aclarar que la máxima duración permisible de las suspensiones del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos no debería ser acumulativa de las horas permitidas para mantenimientos entre las partes del contrato de suministro más las horas permitidas para mantenimientos a la infraestructura de transporte, asegurando con ello que la duración permisible sea la misma para cada una de las partes y no superior a 480 horas. ”

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Ver respuesta a 11.5.1.3 y 11.8.1.1.

11.11 LEWIS ENERGY

11.11.1.1 LEWIS ENERGY

“Consideramos que la redacción de evento eximente del numeral 4 debe dejar claro que solo se puede invocar como evento eximente las labores programadas o mantenimientos de la infraestructura de transporte que este relacionada directamente con el suministro.”

Respuesta:

Ver respuesta a 11.9.1.1.

11.12 MC2 S.A. E.S.P.

11.12.1.1 MC2 S.A. E.S.P.

“Aplaudimos la inclusión por parte del regulador del numeral 4 sobre un nuevo evento eximente de responsabilidad relacionado con las labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos en la infraestructura de transporte, porque esto reconoce que, si bien el suministro y el transporte son actividades diferentes, ejercidas por agentes diferentes, y con aspectos operativos y técnicos diferentes, ambas actividades hacen parte de la cadena del servicio público del servicio de gas combustible y, por lo tanto, constituyen actividades complementarias que tienden a un fin único y común, esto es la prestación eficiente, continua e ininterrumpida del servicio público de gas combustible. En ese sentido, lo que ocurra en la infraestructura de transporte afecta el suministro y viceversa, lo que genera afectaciones directas e indirectas de tipo económico y físico al usuario final que debe pagar un servicio que no puede serle prestado, y pese a esto debe pagar el componente de suministro de gas contratado en firme que no puede ser transportado por la infraestructura de transporte cuando está en mantenimiento.”

Respuesta:

Ver respuesta a 11.8.1.1.

11.12.1.2 MC2 S.A. E.S.P.

"Ahora bien, es importante que la CREG considere que estas afectaciones, directas e indirectas, también surgen en el Mercado Mayorista en los siguientes casos: (i) en los contratos de transporte cuando la infraestructura del productor está en labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos que impiden la entrega, parcial o total, del gas contratado por lo que la capacidad de transporte contratada en firme debe pagarse, pero no

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

puede utilizarse; y (ii) en los contratos con el usuario final que afecta aguas arriba los contratos del mercado mayorista cuando ese usuario, particularmente el usuario no regulado de tipo industrial o térmico, ejecuta labores para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos en su infraestructura que le impiden el recibo del gas por lo que se requiere la suspensión del servicio de suministro y de transporte.

En el primer caso planteado, entendemos que las modificaciones que se discuten en esta instancia son las relacionadas con los aspectos comerciales del suministro y no de transporte; sin embargo, es oportuno mencionar que la CREG debe continuar con el trabajo de alineación de la regulación, de tal forma que realice una modificación al artículo 10 de la Resolución 185 de 2020."

Respuesta:

Ver respuesta a 11.5.1.1 y 11.8.1.1.

11.12.1.3 MC2 S.A. E.S.P.

"En el segundo caso, entendemos que la intermediación comercial que busca atender al usuario final hace parte de las transacciones del mercado minorista más no del mayorista. Sin embargo, no puede desconocerse que el comercializador que realiza la actividad de intermediación participa en ambos mercados (mayorista y minorista) de manera activa para el cumplimiento de su objeto social y para cumplir su rol de dinamizar el mercado y de conectar a la demanda con el resto de la cadena. En desarrollo de su actividad, el Comercializador tiene la responsabilidad de gestionar sus riesgos y para ello la regulación ofrece un abanico de opciones para, por ejemplo, poner a disposición del mercado las cantidades de gas y las capacidades de transporte contratadas, pero no utilizadas por el usuario final que requiere periodos de mantenimiento en su infraestructura.

Ahora bien, como los contratos del mercado minorista no están regulados y son de libre disposición, estos son una herramienta no solo para gestionar riesgos, sino también para ofrecer condiciones que favorecen al usuario en la prestación del servicio según sus necesidades de consumo. En ese sentido, es común que al usuario final se le permita suspender el contrato para el suministro de gas y su transporte frente al comercializador cuando en la infraestructura de dicho usuario se requiere realizar mantenimientos. En estos casos, el comercializador debe asumir el pago del precio de los contratos de suministro y transporte en firme frente al productor y al transportador, y para cubrirse sale al mercado y pone a disposición del mercado dichas cantidades de gas y capacidades de transporte. Sin embargo, estos mecanismos a veces no son suficientes y no es posible encontrar interés en la compra de los derechos de transporte y de suministro, lo que afecta de manera grave las finanzas del comercializador. Para garantizar los principios de suficiencia financiera y eficiencia económica, es importante que la CREG continúe revisando y analizando esas afectaciones que se generan a lo largo de la cadena."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

La actividad de comercialización minorista se encuentra regulada para el caso de atención a demanda final de usuarios reglados mediante la Resolución CREG 011 de 2013 y por la nueva metodología establecida en la Resolución CREG 102 003 de 2021. Estas incluyen el margen de comercialización de la actividad.

La actividad de comercialización minorista de gas combustible a usuarios no regulados debe estar regida por el contrato de servicios públicos el cual a diferencia del de usuarios regulado, permite que algunas de las estipulaciones sean objeto de acuerdo especial entre la empresa y los usuarios, tal y como lo define el artículo 128 de la ley 142 de 1994. En este sentido, aspectos como el margen de comercialización, condiciones especiales de prestación, mantenimientos y otros, corresponden ser definidos en la negociación entre el prestador del servicio el usuario no regulado, esto lleva a sopesar los riesgos, beneficios y los costos que implica la relación establecida en esas condiciones. Por lo tanto, dada las libertades otorgadas en el marco de la Ley para definir estas condiciones entre las partes del contrato, no corresponde a la regulación intervenir regulando aspectos del contrato para proteger los principios o criterios de eficiencia económica y suficiencia financiera que se mencionan en el comentario, aspecto diferente en el caso de usuarios regulados en donde al no tener este poder de negociación entre empresa y usuario deben ser aplicables por la CREG en la determinación de las metodologías tarifarias cuando no se observan condiciones de un mercado competitivo.

Así mismo, es de indicar que entre las posibilidades para el usuario no regulado esta también la de poder acudir directamente al Mercado Primario para contratar el suministro de gas natural, consiguiendo mejores precios y considerando los riesgos, beneficios y costos que ello implica.

Ver respuesta a 11.5.1.1.

11.12.1.4 MC2 S.A. E.S.P.

"Por último, queremos llamar la atención del regulador en lo siguiente: en relación con las excepciones actualmente establecidas en el artículo 19 de la Resolución 186 de 2020, los contratos firmes o que garantizan firmeza que son 'negociados' de manera directa a través de agentes con fuentes de campos menores y aislados, suelen incluir como eventos eximentes de responsabilidad aspectos que están asociados al completo control de los productores, tales como bajas de presión, paradas de emergencia, riesgos geológicos, inviabilidad técnica o financiera de la operación, entre otros.

Dichos eventos no se incluyen en el artículo 11 ni constituyen fuerza mayor porque se trata de asuntos que son del resorte profesional y técnico del productor, cuyo riesgo no puede ser trasladado al comprador ni al usuario final. Sin embargo, el artículo 20 de la Resolución 186 de 2021 creó una excepción a favor de las fuentes mencionadas según la cual los contratos celebrados no deben cumplir con lo dispuesto en los capítulos I y II del título III.

En ese sentido, ocurre que muchos contratos que supuestamente garantizan firmeza y que cuentan con respaldo físico a través de esas fuentes, suspenden de manera constante las obligaciones de suministro causando un grave perjuicio al comercializador y al usuario final, particularmente de mercados aislados al sistema nacional de transporte atendidos a través de gasoductos virtuales.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Además, teniendo en cuenta que del lado de la oferta estamos frente a un mercado oligopólico los contratos de suministro no son, en estricto sentido, de libre negociación, sino que son de adhesión. Es por ello que, con el propósito de garantizar la confiabilidad en la prestación del servicio a usuarios aislados, es necesario que el regulador emita una señal para que se le impida al productor trasladar los riesgos que son del resorte de su actividad."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Es necesario aclarar primero que el Artículo 19 de la Resolución CREG 186 de 2020 actualmente vigente, establece la posibilidad de utilizar el mecanismo de negociación directa en cualquier momento del año, en los casos señalados en dicho Artículo. A continuación, el Artículo 20 señala que los contratos objeto de la negociación directa en cualquier momento del año solo podrán pactar los contratos bajo las modalidades establecidas por la CREG según los numerales mencionados, que en resumen, corresponde a modalidades del tipo firme o con garantía de firmeza. Asimismo, se establece que tales contratos se sujetarán a lo dispuesto en los capítulos I (Modalidades de contratos de suministro) y capítulo II (Requisitos mínimos de los contratos de suministro) del Título III de la resolución en mención y que deberán tener como fecha de terminación el 30 de noviembre del año que acuerden las partes.

Luego, el Artículo 20 contiene un párrafo que señala excepciones a las disposiciones del Artículo, que no aplican a todos los casos señalados en el Artículo 19, sino a 3 casos: Campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad, campos aislados y cuando se trate de gas importado que se destine a la atención de la demanda del sector térmico, en los términos señalados en la Resolución CREG 062 de 2013.

En la nueva propuesta se mantiene la excepción de los casos señalados y se añade cuando provenga de Fuentes de Suministro nacionales que requieren logísticas especiales para su comercialización, como GNC o GNL siempre y cuando el suministro del gas de dichos casos provenga de una sola Fuente de Suministro y no tenga por objeto el suministro de gas natural en firme o con garantía de firmeza de una cantidad del gas contratado, que requiere contar con Respaldo Físico.

Lo anterior porque dentro de la caracterización del contrato de tipo firme o que garantiza firmeza bajo las modalidades CREG, se encuentra conveniente la aplicación sin discriminación por las partes de las condiciones o requisitos mínimos establecidos por la CREG, pues su objeto es el mismo: la garantía de suministro de una cantidad máxima de gas natural por un período determinado de tiempo, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Dichas cantidades se fijan de manera diaria cuando se trata de gas a inyectar en el SNT directamente por parte del vendedor o indirectamente por parte del comprador, lo cual no es necesario en los casos en que el suministro corresponde a GNC o GNL, por las condiciones de transporte y de almacenamiento de dichas formas de suministro.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

11.13 SSPD

11.13.1.1 SSPD

“Se hace referencia erróneamente al numeral 4, dado que este trata el tema del rechazo de la existencia de un evento de fuerza mayor. De acuerdo al entendimiento de la resolución se debe hacer referencia al numeral 5, el cual expone cuando se dará reinicio de las obligaciones luego de la suspensión del servicio.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se corrige el error de redacción.

11.14 TEBSA

11.14.1.1 TEBSA

“En este artículo se indica que ‘Las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de la infraestructura de transporte, siempre que de ello se dé aviso amplio y oportuno’. Consideramos que en la infraestructura de suministro sea simétrico en tiempo de aviso.”

Respuesta:

Ver respuesta a 4.21.1.3.

11.15 TERMOYOPAL

11.15.1.1 TERMOYOPAL

“Consideramos que no solo debe contemplarse la infraestructura de gas sino también el sistema integrado con la Red Eléctrica, esto debido a que además de dejar de cumplir con los compromisos contractuales en energía cuando se presenta una restricción eléctrica, también se incumple con el consumo mínimo de los contratos de suministro en firme de gas natural.”

Respuesta:

Ver respuesta a 11.3.1.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

11.16 TERPEL

11.16.1.1 TERPEL

Se eliminó el evento excluyente de responsabilidad por el no registro del contrato. Sugerimos incluirlo, tal como está en la Resolución 186 de 2020.

Respuesta:

Ver respuesta a 11.2.1.1

11.17 VANTI

11.17.1.1 VANTI

“Se solicita que la Resolución CREG 185 de 2020 se modifique y se incluya que, ante una suspensión programada para reparaciones técnicas o mantenimientos de la infraestructura de suministro, este evento se configure como un evento eximente de responsabilidad frente a los contratos de transporte, dado que los tramos relacionados a la ruta hasta llegar al centro de consumo no pueden utilizarse por no contar con la oferta de molécula.”

Respuesta:

Ver respuesta a 11.1.1.1.

11.17.1.2 VANTI

“Solicitamos que para los eventos de Fuerza Mayor pueda darse el mismo tratamiento, esto es, un evento de Fuerza Mayor que impida el uso del servicio del transporte debería ser una condición eximente para los contratos de suministro, y viceversa.”

Respuesta:

Ver respuesta a 11.1.1.1.

12 ARTÍCULO 12. DURACIÓN PERMISIBLE PARA SUSPENSIONES DEL SERVICIO

12.1 GEAM

12.1.1.1 GEAM

"Solicitamos a la CREG que, la duración permisible de las suspensiones en el suministro y transporte de gas natural regulada en las resoluciones 185 de 2020, 186 de 2020 y el proyecto de resolución 226 de 2021, se equie entre ellos. Es decir que, la suspensión permisible del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos tanto

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

en el suministro como el transporte de gas natural sea de cuatrocientas ochenta (480) horas continuas o discontinuas durante un año.

Lo anterior teniendo en cuenta que, la diferencia de trescientas sesenta (360) horas de suspensión permisible entre el suministro y transporte de gas natural afecta directamente a los comercializadores de gas natural, toda vez que, los productores-comercializadores o comercializadores de gas natural importado tienen la posibilidad de suspender el suministro de gas natural por un número de horas que no es congruente con el número de horas que el comercializador puede suspender el transporte en firme contratado. La situación explicada anteriormente afecta directamente la previsión financiera y técnica de los comercializadores debido a que, están expuestos a tener que pagar por trescientas sesenta (360) horas de transporte sin utilizarlo por la posibilidad que tienen los productores-comercializadores o comercializadores de gas natural importado por eventos eximentes."

Respuesta:

Ver respuesta a 11.10.1.1 y 11.12.1.3.

13 ARTÍCULO 13. INCUMPLIMIENTO

13.1 ACP

13.1.1.1 ACP

"Sugerimos que la redacción de este numeral quede tal como está en la Resolución 186 de 2020. Se entiende que está confirmado al momento de la nominación."

Respuesta:

Ver respuesta a 4.7.1.4.

13.2 ASOENERGIA

13.2.1.1 ASOENERGIA

"Considerando los expuesto anteriormente, solicitamos que la CREG revalúe el concepto de la 'Parte afectada'. Lo anterior, dado que en caso de se presente un incumplimiento y una compensación y teniendo en cuenta que quien suscribe el contrato con el productor o el transportador es un Comercializador Minorista, la compensación estipulada en la regulación estaría dirigida hacia el Comercializador Minorista y no hacia el usuario final quien fue el que realmente sí se vio afectado por el incumplimiento."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

La Resolución CREG 186 de 2020 que se propone ajustar solamente contiene aspectos de regulación del Mercado Mayorista de Gas Natural, no incluye regulación respecto de la contratación (modalidades, condiciones mínimas, etc.) de la comercialización minorista, como se entiende del caso que se trata en el comentario recibido.

La negociación de las condiciones especiales de dichos contratos es libre y corresponde a las partes (comercializador del Mercado Minorista y usuario no regulado) acordarlas, para lo cual pueden considerar lo establecido en los contratos del Mercado Mayorista, si así lo desean.

Ver respuesta a 11.5.1.1.

13.3 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

13.3.1.1 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Se requiere dar precisiones sobre la periodicidad de las verificaciones de energía suministrada y las medidas a adoptar por parte del Gestor ante diferencias evidenciadas.

Dado que se esta previendo asignar al Gestor del Mercado mediante este aparte la función de verificar la energía a suministrar en contraste con la energía autorizada, se solicita precisar la periodicidad con que deberá realizarse dicha verificación así como sugerimos ubicar esta función dentro de las verificaciones de información operativa a que hace referencia el numeral 4.2 del Anexo 1 de la propuesta regulatoria. Así mismo, solicitamos aclarar cuáles serán las medidas a adoptar por parte del Gestor cuando evidencie diferencias entre la energía a suministrar y la energía autorizada frente a los respectivos declarantes de dicha información (productores-comercializadores y transportadores, respectivamente).”

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

En la nueva propuesta se establece un período semanal de verificación.

Por otra parte, la regulación actual establece que el suministro de cantidades de energía por encima de las contratadas podrá ser considerado por las autoridades competentes como una práctica contraria a la libre competencia. En función de lo anterior, el Gestor del Mercado deberá informar a las autoridades competentes de las diferencias encontradas.

13.4 GASES DE LA GUAJIRA

13.4.1.1 GASES DE LA GUAJIRA

“La redacción que propone el regulador, resulta confusa frente a la forma como realmente funcionan los contratos de suministro. En efecto, la cantidad nominada debe ser siempre dentro de la capacidad contratada, y en el evento en que esta condición se cumpla, el vendedor incumple cuando rechaza y por lo tanto no confirma los volúmenes nominados. En la forma como

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

se propone en la redacción del acuerdo, el vendedor podría no incumplir cuando no confirme, lo cual claramente es contrario a lo que se busca con los contratos en firme.”

Respuesta:

Ver respuesta a 4.7.1.4.

13.5 GASES DE OCCIDENTE

13.5.1.1 GASES DE OCCIDENTE

“Aunque no se menciona en el documento soporte, en el artículo 13 del Proyecto de Resolución que trata de los ‘Incumplimientos’ de los contratos de suministro, la CREG cuando establece que es incumplimiento del vendedor no entregar la cantidad de energía nominada, adiciona la expresión ‘y confirmada’. Debe aclararse que la ‘no confirmación’ por parte del productor-comercializador solo estará justificada ante eventos de fuerza mayor, o eventos eximentes.”

Respuesta:

Ver respuesta a 4.7.1.4.

13.6 GASES DEL CARIBE

13.6.1.1 GASES DEL CARIBE

“La redacción que propone el regulador, resulta confusa frente a la forma como realmente funcionan los contratos de suministro. En efecto, la cantidad nominada debe ser siempre dentro de la capacidad contratada, y en el evento en que esta condición se cumpla, el vendedor incumple cuando rechaza y por lo tanto no confirma los volúmenes nominados. En la forma como se propone en la redacción del acuerdo, el vendedor podría no incumplir cuando no confirme, lo cual claramente es contrario a lo que se busca con los contratos en firme.”

Respuesta:

Ver respuesta a 4.7.1.4.

13.7 GECELCA

13.7.1.1 GECELCA

“Solicitamos amablemente aclarar por qué se incluye la palabra ‘confirmada’ a los incumplimientos por parte del vendedor establecidos en los literales a) del numeral 1 y 2. Consideramos que esta modificación puede dar lugar a interpretaciones erróneas sobre el incumplimiento de los vendedores.”

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Ver respuesta a 4.7.1.4.

13.8 HOCOL

13.8.1.1 HOCOL

“Validar el posible conflicto entre los balances comerciales y los balances físicos de gas, que se pueden presentar con base en la nueva obligación para el Gestor de Mercado de verificar que las cantidades entregadas en los contratos de suministro sean iguales a las capacidades autorizadas de transporte, ya que esto puede estar desconociendo las variaciones que manejan con los acuerdos de balance entre productores y transportadores.”

Respuesta:

Ver respuesta a 13.3.1.1.

13.9 ISAGEN

13.9.1.1 ISAGEN

"Solicitamos se mantenga la redacción actual en la cual solo se tienen en cuenta las cantidades nominadas, toda vez que con la redacción propuesta (nominada y confirmada) se abre la posibilidad al productor de autorizar cantidades menores a las nominadas y, por ende, la confirmación del agente sería menor porque parte de la autorización del productor, esto teniendo en cuenta el ciclo de nominación y renominación de suministro de gas.

Con la adición de la confirmación se le da potestad al productor a intervenir en las posibles cantidades no entregadas y en el eventual incumplimiento. Es importante aclarar que la cantidad confirmada por el agente solo puede ser igual o menor a la cantidad autorizada por el productor, como se muestra a continuación:

Caso 1 - Cantidad contratada: 1,000 MBTUD, cantidad nominada por el agente: 1,000 MBTU, cantidad autorizada por el productor: 1,000 MBTU, cantidad confirmada por el agente: 1,000 MBTU, cantidad real entregada por el productor: 1,000 MBTU, cantidad requerida por el agente: 1,000 MBTU. Caso 2: Cantidad contratada: 1,000 MBTUD, cantidad nominada por el agente: 1,000 MBTU, cantidad autorizada por el productor: 900 MBTU, cantidad confirmada por el agente: 900 MBTU, cantidad real entregada por el productor: 900 MBTU, cantidad requerida por el agente: 1,000 MBTU. En el caso 1 no se presentaría incumplimiento porque todas las cantidades coinciden en todo el ciclo de nominación, pero en el caso 2 aunque el requerimiento del agente son 1,000 MBTU y solo le entregaron 900 MBTU debido a la autorización y confirmación, ante la regulación no se consideraría como un incumplimiento la entrega de 900 MBTU confirmados (autorizados), lo cual desvirtúa la existencia de la cláusula de incumplimiento."

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Ver respuesta a 4.7.1.4.

13.10 PROMIGAS

13.10.1.1 PROMIGAS

“Aunque no se menciona en el documento soporte, en el artículo 13 del Proyecto de Resolución que trata de los ‘Incumplimientos’ de los contratos de suministro, la CREG cuando establece que es incumplimiento del vendedor no entregar la cantidad de energía nominada, adiciona la expresión ‘y confirmada’. Debe aclararse que la ‘no confirmación’ por parte del productor-comercializador solo estará justificada ante eventos de fuerza mayor, o eventos eximentes.”

Respuesta:

Ver respuesta a 4.7.1.4.

13.11 SURTIGAS

13.11.1.1 SURTIGAS

“Aunque no se menciona en el documento soporte, en el artículo 13 del Proyecto de Resolución que trata de los ‘Incumplimientos’ de los contratos de suministro, la CREG cuando establece que es incumplimiento del vendedor no entregar la cantidad de energía nominada, adiciona la expresión ‘y confirmada’. Debe aclararse que la ‘no confirmación’ por parte del productor-comercializador solo estará justificada ante eventos de fuerza mayor, o eventos eximentes.”

Respuesta:

Ver respuesta a 4.7.1.4.

13.12 TEBSA

13.12.1.1 TEBSA

“En el numeral 1. y 2. se menciona de la energía nominada y confirmada, pero no se hace énfasis en las renominaciones, que sucede cuando estas no superan la cantidad contratada en firme?”

Respuesta:

Ver respuesta a 4.7.1.4.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

13.13 TERPEL

13.13.1.1 TERPEL

“No debería requerirse confirmación para que sea incumplimiento. Si el vendedor no entrega lo nominado, ya debería ser considerado un incumplimiento. Por lo tanto, sugerimos eliminar la palabra ‘confirmada’ del texto.”

Respuesta:

Ver respuesta a 4.7.1.4.

14 ARTÍCULO 14. COMPENSACIONES

14.1 ACP

14.1.1.1 ACP

“En el texto dice ‘artículo 1313’ pero no existe en esta resolución.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se corrige el error de redacción.

14.2 ECOPETROL

14.2.1.1 ECOPETROL

"En el literal a) del artículo 14 del proyecto de resolución se plantea que el vendedor deberá reconocer y pagar compensaciones al comprador si incumple sus obligaciones. En este sentido, y para efectos de determinar el valor de las compensaciones, se estipulan dos escenarios: i) cuando el incumplimiento de las obligaciones no conlleve la interrupción del servicio a usuarios regulados, caso en el cual la compensación aplicable se define en el numeral 1 del anexo 2; y ii) cuando el incumplimiento de las obligaciones conlleva la interrupción del servicio a usuarios regulados, caso en el cual la compensación aplicable se define en el numeral 2 del anexo 2.

Sin embargo, en los escenarios que se desarrollan en los numerales 1 y 2 del anexo 2 no solo se hace referencia a la interrupción del servicio a la demanda regulada, sino que se hace extensión a toda la demanda esencial.

Consideramos que tal extensión no es apropiada, pues entendemos que la diferencia entre los dos escenarios radica en que la interrupción del servicio a la demanda regulada implica el pago de las compensaciones establecidas en la Resolución CREG 100 de 2003. En nuestro concepto,

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

no hay lugar para que el comprador reciba del vendedor una compensación que este no está obligado a trasladar a la demanda que representa en el mercado.

Extender esta medida a toda la demanda esencial implica concebir que toda esta demanda se enfrenta a la misma situación, lo cual no es preciso; ejemplo de esto es el caso del GNV, que en muchos casos tiene como sustituto la gasolina o el diésel. También puede implicar el encarecimiento del gas natural suministrado a la demanda esencial diferente a la demanda regulada, pues los vendedores observarían un mayor riesgo al atenderlos. En tal sentido, sugerimos eliminar la referencia a la demanda esencial de los numerales 1 y 2 del anexo 2.

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

En la nueva propuesta se mantiene lo establecido actualmente, en cuanto que solo se toma como referencia para el uso de las fórmulas del Anexo, si hay o no interrupción del servicio de los usuarios regulados por efecto del incumplimiento del suministro de gas natural por parte del vendedor y en cuanto al cálculo del valor cuando se presenta el incumplimiento a los usuarios regulados sin que se cobije al resto de la demanda esencial.

Por otro lado, siempre que haya un incumplimiento del vendedor en un contrato de suministro, hay lugar para que el comprador reciba de éste una compensación, así el comprador se trate de un comercializador que no esté obligado explícitamente a trasladar dicha compensación a la demanda que representa en el Mercado Primario. Ha de tenerse en cuenta que el comprador puede ser directamente un usuario no regulado.

El Artículo es claro en establecer el pago de la compensación, y no dispone excepción ninguna dependiendo de qué usuario es atendido finalmente. Eso sí, se distingue en el valor a compensar en dos situaciones:

- i.) Cuando a pesar del incumplimiento del suministro, no hay interrupción del servicio a los usuarios regulados. Esto implica que el valor a compensar aplica si el comprador es un usuario no regulado o si el comprador es un comercializador que atiende uno o varios usuarios no regulados, o si el comprador es un comercializador que atiende usuarios regulados, o si el comprador es un comercializador que atiende usuarios regulados y no regulados. En ese caso el valor a compensar es el que determina el Anexo en su numeral 1.
- ii.) Cuando como resultado del incumplimiento del suministro, hay interrupción del servicio a los usuarios regulados. Esto implica que el valor a compensar aplica si el comprador es un usuario no regulado, o si el comprador es un comercializador que atiende uno o varios usuarios no regulados, o si el comprador es un comercializador que atiende usuarios regulados, o si el comprador es un comercializador que atiende usuarios regulados y no regulados. En ese caso el valor a compensar es el que determina el Anexo en su numeral 2. Si, por ejemplo, el comprador se trata de un usuario no regulado o de un comercializador que solo atiende usuarios no regulados, la fórmula del numeral 2 del Anexo se vuelve prácticamente la misma que la fórmula del numeral 1 del Anexo.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Ver respuesta a 11.12.1.3 y 13.2.1.1.

14.2.1.2 ECOPETROL

“En el numeral 1 del anexo 2 se define la compensación que se debe pagar al comprador cuando el incumplimiento en el suministro del gas no deriva en la interrupción del servicio. Esto implica que el comprador habría accedido al producto en el mercado secundario, para así mantener la continuidad del servicio.

En este sentido, la suma del precio del gas dejado de pagar ante el incumplimiento y la compensación debería permitirle al comprador acceder al producto, sin incurrir en costos adicionales a los que habría observado; pero sin que esto implique un beneficio para el comprador. En este sentido, entendemos que la relación entre los precios del mercado secundario y los del mercado primario, tanto del suministro como del transporte de gas, se ha estimado en alrededor de un 250%.

Teniendo en cuenta que ahora se dispone de información veraz del mercado mayorista, recopilada y verificada por el Gestor del Mercado durante varios años, sugerimos que se revise y ajuste el múltiplo de 1,5 con base en dicha información. Esto cobra mayor relevancia porque se espera que las medidas propuestas por la CREG, tanto en la Resolución 226 como en la Resolución 227, deriven en un mejor desempeño del mercado secundario.

Finalmente, sugerimos que se elimine el componente que compensa el pago de los cargos de distribución, en la medida en que los usuarios habrían recibido el servicio y por tanto resulta natural que paguen los cargos que remuneran esa infraestructura.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La valoración de la compensación no solamente tiene en cuenta el efecto de que el comprador posiblemente deba acudir a sustituir con otros recursos energéticos de mayor valor el gas natural cuyo suministro se incumple, con gran riesgo de que finalmente no logre sustituirlo oportunamente, sino también busca valorar el solo hecho de que hay un incumplimiento. La regulación debe procurar que el vendedor tenga los mayores incentivos para que el contrato de suministro se cumpla correctamente en todo momento, buscando el mejor balance entre un costo alto de incumplimiento que incentive al productor a reducir los riesgos que pueden llevar a dicho incumplimiento, sin que el costo de reducir los riesgos de incumplimiento, se internalicen en un elevado precio de suministro.

14.3 SSPD

14.3.1.1 SSPD

“Se hace referencia erróneamente al Artículo 133. De acuerdo al entendimiento de la resolución se debe hacer referencia al Artículo 13 (Artículo 13. Incumplimiento).”

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Ver respuesta a 14.4.1.1.

14.4 TERPEL

14.4.1.1 TERPEL

“En el texto dice ‘artículo 1313’ pero no existe en esta resolución.”

Respuesta:

Ver respuesta a 14.4.1.1.

14.4.1.2 TERPEL

“Además de usuarios regulados, debería incluir demanda esencial.”

Respuesta:

Ver respuesta a 14.2.1.1.

15 ARTÍCULO 15. ACTUALIZACIÓN DE PRECIOS

15.1 ACP

15.1.1.1 ACP

"Actualización de precios:

- Cual es el valor alfa y beta propuesto por la CREG? Para los que opten por la segunda forma de actualización de precios no hay claridad sobre el valor de estos dos factores.

- Sugerimos revisar la posibilidad de que las partes acuerden libremente la actualización de precios, además de las alternativas propuestas en el Anexo 3."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Ver numeral 4.19.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

15.2 ALCANOS

15.2.1.1 ALCANOS

“Para efectos de claridad, Se sugiere que las excepciones a la actualización se incluyan en este artículo, de forma que el tema sea tratado de manera integral en esta parte del documento, y que la resolución pueda ser más clara.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Ver numeral 4.19.

15.3 ASOENERGIA

15.3.1.1 ASOENERGIA

“Teniendo en cuenta el contexto nacional e internacional, el cual está enmarcado por una inflación alta fruto de diferentes razones (Pandemia, guerra en Ucrania y por consiguiente escasez de materias primas, entre otros aspectos) y para el cual conllevó a un incremento en los contratos de suministro de aprox. del 10% por la aplicación del PPI americano. Sin duda alguna, el alto incremento del costo del gas natural por estas razones se prevé que continúe durante los siguientes años y se le debe dar una salida a los agentes poder mitigarlo.

Solicitamos que pongan en consideración la posibilidad de negociar bilateralmente, además de los parámetros establecidos en el Anexo 3, un valor constante como indexador o cualquier otro indicador que las partes consideren conveniente y, en caso de un no acuerdo, lo establecido en dicho Anexo.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Ver numeral 4.19.

15.4 ECOPETROL

15.4.1.1 ECOPETROL

"En el párrafo del artículo 20 se plantean unas excepciones para algunas fuentes de suministro específicas para efectos de la actualización de precio.

A pesar de lo anterior, esto no se refleja en el artículo 15. En tal sentido, para efectos de consistencia, sugerimos ajustar el artículo 15 e incluir esto en un nuevo párrafo."

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Ver numeral 4.19.

15.5 GASES DE LA GUAJIRA

15.5.1.1 GASES DE LA GUAJIRA

"Para efectos de claridad, se sugiere que las excepciones a la actualización se incluyan en este artículo, de forma que el tema sea tratado de manera integral en esta parte del documento, y que la resolución pueda ser más clara. En ese sentido, resulta importante incluir que el gas natural importado y los campos en pruebas extensas sin comercialidad, estarían exentos de aplicar la actualización de precio.

Además, consideramos que la norma debe incluir cierta flexibilidad a la indexación. Proponemos que la actualización de los contratos sea el mínimo entre, la indexación pactada entre las partes y la medida propuesta en la norma en comento.

Por otro lado, sugerimos que la indexación de los contratos que no han comenzado su vigencia, sea la pactada entre las partes."

Respuesta:

Ver numeral 4.19.

15.6 GASES DEL CARIBE

15.6.1.1 GASES DEL CARIBE

"Para efectos de claridad, se sugiere que las excepciones a la actualización se incluyan en este artículo, de forma que el tema sea tratado de manera integral en esta parte del documento, y que la resolución pueda ser más clara. En ese sentido, resulta importante incluir que el gas natural importado y los campos en pruebas extensas sin comercialidad, estarían exentos de aplicar la actualización de precio.

Además, consideramos que la norma debe incluir cierta flexibilidad a la indexación. Proponemos que la actualización de los contratos sea el mínimo entre, la indexación pactada entre las partes y la medida propuesta en la norma en comento.

Por otro lado, sugerimos que la indexación de los contratos que no han comenzado su vigencia, sea la pactada entre las partes."

Respuesta:

Ver numeral 4.19.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

15.7 SHELL

15.7.1.1 SHELL

“Al igual que la inclusión del artículo 8 de la posibilidad de proponer a la Comisión otros tipos contractuales, creemos que se debería incluir la posibilidad de proponer otras fórmulas tarifarias de actualización de precios a la Comisión. Lo anterior en concordancia con el párrafo adicional del artículo 8, otorgando flexibilidad en las propuestas contractuales a proponer a la comisión.”

Respuesta:

Ver numeral 4.19.

15.8 TEBSA

15.8.1.1 TEBSA

“Validar alternativas para actualizaciones de precios para contratos de mercado diferentes al gas nacional, como es el caso de los contratos con gas importado.”

Respuesta:

Ver numeral 4.19.

15.9 TERPEL

15.9.1.1 TERPEL

"Actualización de precios:

- Cual es el valor alfa y beta propuesto por la CREG? Para los que opten por la segunda forma de actualización de precios no hay claridad sobre el valor de estos dos factores.

- Sugerimos revisar la posibilidad de que las partes acuerden libremente la actualización de precios, además de las alternativas propuestas en el Anexo 3."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Ver numeral 4.19.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

16 ARTÍCULO 17. COMPRADORES DE GAS NATURAL EN EL MERCADO PRIMARIO

16.1 GASES DE LA GUAJIRA

16.1.1.1 GASES DE LA GUAJIRA

"La redacción integral de esta cláusula, con las demás cláusulas resulta contradictoria, en la medida en que se incluye a los usuarios no regulados, para atender su propio consumo, pero al mismo tiempo, se libera la condición de que el usuario no regulado pueda vender en el mercado secundario, y no únicamente en el úselo o véndalo como estaba en la resolución 186.

Éste asunto no es sustentado por el regulador en ninguna parte del documento, y en ese sentido, considerando que esta restricción obedecía a una lógica de mercado, pareciera necesario que el regulador explicara el cambio de posición, y las razones por las cuales se permitiría que un usuario no regulado pueda ejercer las mismas funciones de un comercializador en operaciones de compra y venta.

En cualquier caso, en el evento de ratificar estos elementos, es importante tener en cuenta que, al no ser los usuarios no regulados empresas de servicio público, en realidad no habría forma de hacerlos cumplir las reglas que determina el regulador en la resolución."

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

En la propuesta de la Resolución CREG 226 de 2021 no se libera la condición de que un usuario no regulado no puede vender directamente en el Mercado Secundario, por lo menos en el caso de contratos de tipo firme o que garantizan firmeza. Solamente participa como vendedor mediante el mecanismo de Úselo o Véndalo de Corto Plazo, que es un mecanismo que parte de aquellas cantidades contratadas y no nominadas en el día de gas.

La redacción propuesta del Artículo correspondiente a los vendedores del Mercado Secundario, se mantuvo idéntica, en cuanto a los usuarios no regulados, en la parte que dice: "(...) son los únicos Participantes del Mercado que podrán vender gas natural en el mercado secundario".

En la nueva propuesta se mantienen los textos vigentes al respecto de los vendedores del Mercado Secundario pues en ningún momento se pretendía modificar las opciones que tiene estos usuarios de participación como vendedores en el Mercado Secundario. El texto inicialmente propuesto buscaba dar mayor intensidad en cuanto que las compras de un usuario no regulado no son con el fin de adelantar actividades propias de un comercializador, sino para atender su propio consumo derivado del desarrollo de su actividad industrial o comercial.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

16.2 GASES DEL CARIBE

16.2.1.1 GASES DEL CARIBE

"La redacción integral de esta cláusula, con las demás cláusulas resulta contradictoria, en la medida en que se incluye a los usuarios no regulados, para atender su propio consumo, pero al mismo tiempo, se libera la condición de que el usuario no regulado pueda vender en el mercado secundario, y no únicamente en el úselo o véndalo como estaba en la resolución 186.

Éste asunto no es sustentado por el regulador en ninguna parte del documento, y en ese sentido, considerando que esta restricción obedecía a una lógica de mercado, pareciera necesario que el regulador explicara el cambio de posición, y las razones por las cuales se permitiría que un usuario no regulado pueda ejercer las mismas funciones de un comercializador en operaciones de compra y venta.

En cualquier caso, en el evento de ratificar estos elementos, es importante tener en cuenta que, al no ser los usuarios no regulados empresas de servicio público, en realidad no habría forma de hacerlos cumplir las reglas que determina el regulador en la resolución."

Respuesta:

Ver respuesta a 16.1.1.1.

17 ARTÍCULO 19. NEGOCIACIÓN DIRECTA EN CUALQUIER MOMENTO DEL AÑO

17.1 ACP

17.1.1.1 ACP

"La flexibilidad en la comercialización de gas para los campos en pruebas extensas juega un papel importante para incentivar la comercialidad de un nuevo campo de gas y su conexión al SNT. Por ello, los mecanismos para comercializar este gas de campos en pruebas deben apuntar a facilitar la toma de decisión de inversión que finalmente lleve a la declaración de comercialidad y posterior desarrollo de la producción del campo. Teniendo en cuenta lo anterior:

• Se recomienda precisar la redacción del numeral i. del literal a) del numeral 1 del artículo 19, de manera que quede clara la posibilidad de que estos campos en pruebas extensas que tengan reservas probables y posibles (2P y 3P) puedan comercializar su gas con las modalidades contractuales que garantizan firmeza, de manera consistente con la definición de 'Respaldo Físico en Suministro' de esta misma resolución en consulta, definida como 'la garantía de que un Productor cuenta con Reservas de Gas Natural para asumir y cumplir compromisos contractuales Firmes, o que Garantizan Firmeza,(...)' (subrayado fuera de texto). Es necesaria claridad en este aspecto, debido a que la posibilidad de contratación en firme en estos campos, impulsa en algunos casos la posterior comercialidad y viabilidad económica de un campo de gas."

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

No se acoge el comentario.

Por error de redacción, que se corrige en la nueva propuesta, en la Resolución CREG 226 de 2021 se escribió “(...) *reservas probables y/o posibles* (...) en el numeral i. del literal a) del numeral 1. del Artículo 19, cuando el texto corresponde a “reservas probadas y/o probables”, en armonía con la definición de Reservas de Gas Natural que se incluye en el Artículo 3 de la propuesta.

Ver numeral 4.4, numeral 4.7, numeral 4.9, numeral 4.10 y numeral 4.18.

17.1.1.2 ACP

"Vemos con preocupación la propuesta de flexibilizar la importación de gas natural, incluyendo esta modalidad dentro de las excepciones del artículo 19 sobre negociación directa en cualquier momento del año, y de la excepción del párrafo del artículo 20, con la posibilidad de determinar libremente las condiciones de los contratos pactados. Entendemos la preocupación del regulador en dar señales a la demanda de suministro a largo plazo, sin embargo, la flexibilización total de las importaciones generaría asimetrías en competencia respecto de los campos de producción nacionales por las razones que se exponen a continuación:

Respuesta:

Se debe tener en cuenta que los lineamientos de la política energética reflejados en el Decreto 1073 de 2015, entre otros actos administrativos, señala en el Artículo 2.2.2.2.41 que señala:

“ARTÍCULO 2.2.2.2.41. Incentivos para la importación de gas natural. La CREG podrá implementar mecanismos para incentivar la importación de gas natural con el fin de promover el abastecimiento de este energético.”

Sobre lo anterior la necesidad de contar con la posibilidad de colocar en el mercado gas obtenido en el exterior, ver el numeral 2.2.1.

17.1.1.3 ACP

“ Al incluir el ‘suministro de gas natural mediante infraestructuras de importación establecidas en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural vigente’, de acuerdo con el numeral ii) del literal C del numeral 2 del artículo 19, se está incurriendo en un doble incentivo, pues estas infraestructuras, incluida la planta de regasificación del Pacífico y el gasoducto Buenaventura - Yumbo, serán pagadas por la demanda que se beneficie de la misma, reconociendo incluso una tasa de descuento del 10% de acuerdo con la Resolución CREG 127/2021. Es decir, el inversionista de la infraestructura de importación del Pacífico, no tendría un riesgo asociado a la comercialización del gas eventualmente importado, teniendo en cuenta que dicha infraestructura sería paga así no se use, la capacidad de importación de 400 MPCD, y la facilidad para comercializar dicha cantidad en el mercado, que este proyecto de resolución les estaría

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

otorgando; flexibilidad y apoyo económico que no tienen los productores nacionales para invertir capital de riesgo en la exploración y producción y comercializar su gas.”

Respuesta:

No se acoge el comentario:

Por una parte, la regulación establecida para efectos de la selección y remuneración de los proyectos adoptados por el MME en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural – PAGN que se menciona en el comentario, no solamente se aplican a la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, sino también a los demás proyectos del SNT (que inicialmente son cinco), buscando precisamente la viabilización del suministro de nuevas o existentes fuentes de suministro nacionales para la atención de la demanda interna.

Por otra parte, la adquisición de gas obtenido en el exterior no es sujeto de la regulación mencionada. En ese sentido, para la obtención del gas obtenido en el exterior no solamente se incurre en costos de producción del gas en el exterior y su costo de oportunidad (inversión de capital de riesgo en la exploración y producción y comercialización del gas), sino también en costos de su transporte del sitio de producción al sitio de licuefacción, pero adicionalmente en costos de procesamiento y licuefacción, costos de transporte marítimo, costos de nacionalización, que son costos en los que no ocurre el gas de producción nacional (excepto parcialmente en el procesamiento). Luego de ello, debe incurrir en costos de transporte por el SNT.

Asimismo, se aclara que para la remuneración de la contratación de los servicios asociados a cada uno de los proyectos del PAGN, que se hará resolución aparte, se tendrá en cuenta el pago de los remitentes de tal manera que corresponda con las capacidades contratadas y costos asociados, criterio que se utiliza actualmente para determinar parejas de cargos en la remuneración de activos del SNT.

Debe corregirse que para la remuneración del proyecto IIGP no se utiliza una tasa de descuento del 10% como se afirma en el comentario, pues cada proponente de tal proceso debe internalizar en su propuesta la tasa interna del proyecto que espera el proponente. El porcentaje del 10% solamente se utiliza para efectos de traer a valor presente los valores anuales de ingreso esperado presentados por los diferentes proponentes para el período de remuneración del proyecto, de modo de hacer comparables las diferentes ofertas económicas que se presenten. Se repite, dicha tasa también se aplica por igual en los demás proyectos adoptados en el PAGN.

17.1.1.4 ACP

“ Por otra parte, el proyecto de resolución no exige un respaldo físico con reservas para el gas importado, como si lo exige para la producción nacional al celebrar un contrato que garantice firmeza. Como lo han demostrado los eventos geopolíticos que acontecen desde hace unos meses, el mercado internacional de gas natural es finito y altamente volátil, lo que ha ocasionado un incremento importante en los precios internacionales de LNG.”

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Ver numeral 4.4.

17.1.1.5 ACP

“• Como hemos expresado en anteriores comunicaciones tanto al Ministerio como a la CREG, existen otras situaciones actuales que pueden generar asimetrías en competencia a favor del gas natural importado, en particular para el sector eléctrico: (i) para efectos de los análisis de costo de combustible para el mérito de despacho de una planta termoeléctrica, mientras una molécula de gas nacional que abastece esta demanda incluye todos los costos que permitan recuperar las inversiones de exploración y extracción, la molécula de gas importado en Cartagena sólo incluye una parte de los suyos porque parte de sus costos están subsidiados vía ingreso regulado, (ii) el gas importado para abastecer el sector eléctrico cuenta con libertad de negociación, mientras que el gas nacional está sujeto a una serie de condiciones y mecanismos para atender dicha demanda.”

Respuesta:

Ver respuesta a 17.1.1.3.

17.1.1.6 ACP

“Por lo anterior, sugerimos a la CREG revisar las implicaciones de la flexibilidad en la comercialización que se le estaría otorgando al GNI, sobre la producción local y la autosuficiencia energética, la vulnerabilidad del país ante los mercados internacionales y las asimetrías en competencia aquí mencionadas en contra del gas natural nacional. Adicionalmente, y en específico al incentivo de los artículos 19 y 20 para suministro de gas natural mediante infraestructuras de importación establecidas en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, sugerimos que, de acuerdo a lo descrito en el documento CREG 188 de 2021 que acompaña esta resolución en consulta, la comercialización del gas importado a través de Infraestructuras de Regasificación incluidas en los Planes de Abastecimiento de Gas Natural, sea regulada en resolución posterior.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La propuesta realizada y la nueva propuesta buscan que la regulación del suministro de gas natural para la atención del servicio público de gas combustible sea indiferente del origen del gas natural, ya sea fuente de suministro nacional o fuente de suministro del exterior, con el fin de, entre otros aspectos, que se utilicen señales homogéneas para la formación eficiente del precio en el Mercado, la suficiencia de cantidades de gas para atender la demanda interna y la estandarización en la aplicación de las condiciones o requisitos mínimos que establece la CREG (que incluyen las modalidades contractuales).

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Lo anterior está en armonía con los lineamientos actuales de la política energética en cuanto a la importación de gas. Ver respuesta a 17.1.1.2.

17.2 ANDESCO

17.2.1.1 ANDESCO

“Consideramos que el esquema diferencial propuesto para la comercialización del gas natural importado se ajusta a la dinámica propia del mercado de GNL y es consecuente con los estándares de negociación del mercado internacional y la flexibilidad que posee. Las señales se consideran adecuadas y necesarias para garantizar que el gas natural importado se desarrolle en el país como complemento a la oferta de gas nacional.”

Respuesta:

El esquema propuesto tiene por objetivo que en el Mercado Mayorista de gas natural se incorpore el suministro proveniente de fuentes de suministro de origen nacional o importadas del exterior. Aunque en el Mercado Primario con la nueva propuesta se mantienen ciertas condiciones excepcionales actualmente vigentes, se están añadiendo la aplicación de dichas condiciones excepcionales a otras fuentes o modos de suministro, no solo para el gas natural obtenido en el exterior, sino también para el gas natural producido nacionalmente.

En ese sentido en la propuesta se adicionan disposiciones excepcionales para los casos en que el gas natural provenga de una nueva Fuente de Suministro costa afuera, cuando provenga de Fuentes de Suministro nacionales que requieren logísticas especiales para su comercialización, como GNC o GNL, para gas importado cuando se destine en general al servicio público de gas combustible y cuando se traten de cantidades liberadas de gas natural ante eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña que hayan estado comprometidas para la atención del consumo propio de los Productores. Es decir, tres nuevos casos de fuentes nacionales y un caso de gas importado.

Por otro lado, en el Mercado Secundario no hay ninguna condición especial para la venta de gas mediante contratos firmes o que garanticen firmeza, ni tampoco para el Mercado Minorista, que se aplique dependiendo de la fuente de origen del gas, si es nacional o del exterior. Acá lo que es relevante es que se debe contar con Respaldo Físico.

17.3 ANDI

17.3.1.1 ANDI

“Consideramos que es inconveniente para agregar nueva oferta, el cambio sugerido por la CREG en el Artículo 19. ‘Negociación directa en cualquier momento del año’, numeral a)i, en el cual establece que la duración de los contratos de los campos que están en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad, no puedan superar la fecha determinada por la ANH para su evaluación, de acuerdo a los términos del contratos de exploración y producción.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se establece que la duración de los contratos de suministro que se pacten desde estas fuentes de suministro y las cantidades a suministrar deberá ser consistente con la declaración de producción publicada por el MME (en que se incluye la PTDV), de acuerdo con los términos del contrato de exploración y producción, o su equivalente, suscrito con la ANH

17.3.1.2 ANDI

“Respecto a los avances para la demanda, consideramos apropiada la sincronización en los tiempos de contratación de suministro y transporte, así como la flexibilidad que se está brindando a través de nuevos productos, entre ellos, (artículo 19) la negociación directa en cualquier momento del año y el contrato de suministro firme al 80% (Artículo 8). “

Respuesta:

En la nueva propuesta se hacen algunos ajustes respecto de los aspectos mencionados en el comentario recibido buscando la aplicación correcta de los trimestres de negociación.

17.4 ASOENERGIA

17.4.1.1 ASOENERGIA

“Celebramos el cambio en el sentido de que se está vislumbrando y anticipando la regulación ante nuevas fuentes de suministro.”

Respuesta:

Ver respuesta a 17.2.1.1.

17.4.1.2 ASOENERGIA

“Celebramos el cambio en el sentido de que le da la opción al productor de gestionar el gas internamente ante contingencias, como lo son los eventos eximentes por mantenimientos periódicos.”

Respuesta:

Se busca dar flexibilidad cuando se presentan condiciones que imposibilitan al productor el consumo normal de gas natural para su propio uso, por lo que dicho gas queda disponible para el Mercado. Lo anterior sin que ello lleve a distorsiones y manejos de las cantidades de gas que se colocan en el Mercado en estos casos, que puedan afectar negativamente el funcionamiento esperado de los mecanismos de comercialización establecidos. Es por lo anterior y porque son

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

eventos que se espera que sean superados en tiempos mínimos, que los contratos que se permiten solamente pueden tener duración mensual.

17.5 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

17.5.1.1 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

"El texto del ordinal (i) literal a) del numeral 1 del Artículo 19 hace referencia a 'Reservas probables y/o posibles' pero para la declaración de comercialidad debe considerarse las Reservas Probadas (1P) y probables (2P)."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Se cometió un error de redacción en el texto de la Resolución CREG 226 de 2021, que se corrige en la nueva propuesta. La posibilidad de negociar contratos de tipo firme o que garantizan firmeza en el Mercado Primario está sujeta a las definiciones que se encuentran incluidas en el Decreto 1073 de 2015 de Contrato Firme o que Garantiza Firmeza, Respaldo Físico y Reservas de Gas Natural. Sobre esta última es que se proponía el escrito de la propuesta inicial.

Por otro lado, entendemos que las reservas 1P deben incluir solo las cantidades de reservas probadas, las reservas 2P deben incluir tanto las cantidades de reservas probadas como de las reservas probables y que las reservas 3P deben incluir tanto las reservas probadas, las probables y las posibles, de acuerdo con el Anexo del Acuerdo ANH 11 de 2008, que dice:

*"La utilización de una terminología consistente (Figura 1-1) genera claridad en el informe de los resultados de la evaluación. Para Reservas, en general los términos estimados acumulados bajo/mejor/alto se indican como 1P/2P/3P, respectivamente. **Las cantidades incrementales asociadas son llamadas reservas Probadas, Probables y Posibles y son un subgrupo**, y deben ser vistas dentro del contexto, del sistema completo de clasificación de recursos." (subrayado fuera de texto).*

17.5.1.2 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

"El Gestor del Mercado no cuenta con elementos para evidenciar el periodo autorizado por parte de la ANH para los campos en pruebas extensas."

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

Ver respuesta a 17.3.1.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

En la nueva propuesta se establece que en el momento del registro de modalidades contractuales de tipo firme o que garantizan firmeza se deberá anexar la certificación vigente de la ANH respecto que hay consideradas Reservas para dichos campos

17.5.1.3 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“El literal b) del Artículo 19, ajusta la definición de campos aislados, e incluye el concepto de conexión en forma ‘indirecta’, lo cual puede dar lugar a diferentes interpretaciones.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hace una adición de texto para que quede más claro qué se entiende por “forma indirecta”.

17.5.1.4 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“No hay mención a controles correspondientes sobre el mecanismo de negociación respecto a los campos nuevos.”

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

Ver numeral 4.18.

17.5.1.5 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Los literales d) y h) del numeral 1 son el mismo texto.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hace la corrección correspondiente.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

17.6 CANACOL

17.6.1.1 CANACOL

“Limitar la duración de los contratos a los campos en pruebas extensas o que no se haya declarado su comercialidad inviabiliza el desarrollo de estos campos dado que no podrán firmar contratos de largo plazo que permitan financiar nueva infraestructura, como lo es el desarrollo del mismo campo, los gasoductos de conexión y/o las ampliaciones del SNT.”

Respuesta:

Se acoge parcialmente el comentario.

Ver respuesta a 17.3.1.1.

17.7 ECOPETROL

17.7.1.1 ECOPETROL

"El artículo en cuestión introduce algunas condiciones para la contratación del gas natural proveniente de fuentes que según el Decreto 2100 de 2011 están exceptuadas de los mecanismos de comercialización regulados por la CREG.

Sobre el gas proveniente de estas fuentes exceptuadas se señala que '(...) podrán pactar directamente el suministro de gas natural y registrar el contrato resultante en cualquier momento del año, en los casos señalados a continuación, siempre y cuando: i.) El contrato que se registre incluya únicamente una sola Fuente de Suministro; y, ii.) Se dé aplicación a lo contemplado en el Artículo 21 de la presente resolución: (...)’ (subrayas propias).

Observamos que la disposición subrayada no está alineada con lo establecido por el Decreto 2100 de 2011. En tal sentido, agradecemos considerar lo planteado en la sección II del cuerpo principal de la presente comunicación."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Ver numeral 2.2.3.

17.7.1.2 ECOPETROL

“En el literal b) del numeral 1 se plantea que en relación con los campos aislados, se entiende que estos son aquellos que '(...) no tiene conexión en forma directa o indirecta a través de gasoductos a sistemas de transporte del SNT’.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Sugerimos aclarar a qué se hace referencia con conexión en forma directa y conexión en forma indirecta, de tal forma que los agentes tengan claros unos criterios específicos sobre cada caso.”

Respuesta:

Ver respuesta a 17.5.1.3.

17.7.1.3 ECOPETROL

“En el literal f) del numeral 1 se plantea que se extenderá la posibilidad de negociación directa en cualquier momento del año ‘cuando provenga de una Fuente de Suministro costa afuera’. Consideramos que esto es adecuado, teniendo en cuenta la flexibilidad contractual requerida para viabilizar el desarrollo de estas fuentes. En todo caso, sugerimos ajustarlo, según lo detallado en la sección I del cuerpo principal de la presente comunicación.”

“f) Cuando provenga de una Fuente de Suministro costa afuera en cualquier periodo o fase contractual, según lo establecido en los contratos firmados entre los operadores y la Agencia Nacional de Hidrocarburos”.

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Las condiciones de comercialización del suministro del gas no dependen de las circunstancias de ejecución del contrato suscrito con la ANH, sino de la declaración de potencial de producción realizada al MME más reciente al período de negociación y de contar con Reservas de Gas Natural cuando se trata de negociar contratos del tipo firme o que garantizan firmeza.

Ver numeral 4.18.

Por otra parte, en la nueva propuesta se limita la condición excepcional para los campos costa afuera, de modo que se aplique cuando el gas a suministrar provenga de una nueva Fuente de Suministro costa afuera. Se entenderá por fuente nueva aquella que declare comercialidad con posterioridad a la entrada en vigencia de la resolución definitiva. Lo anterior en consideración a que hay campos costa afuera existentes desde hace varios años que no requieren la flexibilidad propuesta precisamente por su condición de madurez de explotación.

17.7.1.4 ECOPETROL

“En el literal g) se plantea que se permitirá a fuentes de suministro nacionales, que requieren logísticas especiales para su comercialización, como GNC o GNL, la comercialización en cualquier momento del año. Consideramos que esto es adecuado. No obstante, en el caso de la comercialización del gas natural de quemas, sugerimos que la flexibilidad se extienda para que estas fuentes puedan tener comercialización en cualquier momento del año, sin acogerse a las reglas detalladas dispuestas en el artículo 21. Consideramos que esto aportaría a apalancar el desarrollo de proyectos de reducción de emisiones, en la medida en que facilitaría que se lleve

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

el gas de quemas al mercado y así cumplir con los lineamientos definidos, entre otros, en la Resolución MME 40066 de 2022.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

No se explica en el comentario cómo ocurre que la excepción sugerida para la comercialización del actual “gas de quemas” en cualquier momento del año permita alguna situación comercial o de infraestructura, que no pueda lograrse con las condiciones de la propuesta.

17.7.1.5 ECOPETROL

"En el proyecto de resolución se propone modificar el numeral i) del literal a) del numeral 1 del artículo 19 de la Resolución CREG 186 de 2020, en el que actualmente se establece que el gas proveniente de campos respecto de los cuales no se ha declarado la comercialidad puede comercializarse en cualquier momento del año y, según el artículo 20, mediante contratos y condiciones no reguladas.

En la propuesta se plantea que el gas de estos campos se podrá comercializar en cualquier momento del año ‘bajo el entendido que estos campos no cuentan con Respaldo Físico, a menos que se hayan certificado previamente reservas probables y/o posibles sobre ese mismo campo en las condiciones establecidas para ello por la ANH’, y se limita la duración de los contratos que potencialmente se suscriban ‘(...) al período autorizado por la ANH para la realización de las pruebas extensas’ sin que pueda ‘superar la fecha máxima determinada por la ANH para su evaluación, de acuerdo con los términos del contrato de exploración y producción, o su equivalente, suscrito con la ANH’. Además, la propuesta implica la imposibilidad de suscribir contratos con destino a la demanda esencial.

Esta medida limitaría la posibilidad de lograr una decisión final de inversión (FID) en aquellos proyectos para cuya concreción se requiere la suscripción de contratos de largo plazo que mitiguen el riesgo comercial observado por los productores y aporten al cierre financiero de las inversiones en desarrollo. La decisión final de inversión (FID) es un hito necesario para la declaratoria de comercialidad de dichos proyectos, y para la posterior certificación de las reservas, como se detalla en el Anexo 1.

Este es el caso de los desarrollos costa afuera, pues si bien se permitiría la firma de contratos antes de la declaratoria de comercialidad, su duración estaría acotada al término del programa de evaluación o de las pruebas extensas. En este sentido, los contratos permitidos no aportarían al cometido mencionado previamente, esto es, mitigar su riesgo comercial a través de contratos de venta a largo plazo, dado que son proyectos intensivos en capital.

Al respecto, se debe considerar que: i) la construcción de facilidades de producción y transporte de gas en áreas costa afuera está supeditada a la decisión final de inversión (FID), de forma que no sería posible honrar contratos de suministro durante el programa de evaluación; y ii) en línea con lo anterior, el desarrollo de estas áreas no prevé la realización de pruebas extensas, pues no se dispone de infraestructura de producción y transporte.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

La medida propuesta también podría afectar el desarrollo de yacimientos no convencionales, pues aún no hay claridad sobre el alcance que la declaratoria de comercialidad pueda tener en los contratos y convenios de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Vale la pena mencionar que la exploración y producción de hidrocarburos presentes en yacimientos no convencionales responde a una lógica diferente, pues no existe un límite claro entre el primera y el segunda de estos periodos, de manera que no es evidente el alcance de la declaratoria de comercialidad como hito que marca el final de un periodo y el inicio del otro. Dado que la regulación de estos aspectos contractuales es una materia pendiente en Colombia, aún no es posible anticipar los efectos comerciales de la norma propuesta por la Comisión.

Además, si bien la firma de contratos de suministro de gas natural no necesariamente es determinante para el cierre financiero de proyectos de gas asociado en yacimientos no convencionales, la comercialización del gas es crucial para la adecuada operación de los campos, pues su reinyección no es viable, como en efecto ocurre en el caso de los yacimientos convencionales.

Por lo anterior, comedidamente sugerimos que, en el evento de mantener la propuesta aludida, se haga explícito que la medida no cobijaría al gas proveniente de áreas costa afuera y de yacimientos no convencionales. Precisamente, la Comisión está previendo excepciones para los campos mencionados por consideraciones como las planteadas, por lo que sugerimos que en el numeral 1 del artículo 19, numeral iii) del literal a) y literal f), se señale expresamente que tales excepciones abarcan la comercialización antes y después de la declaratoria de comercialidad, o que serán aplicables durante los periodos de exploración y producción de estas áreas.

Como elemento adicional, es importante tener en cuenta que los recursos petrolíferos pueden clasificarse como reservas una vez son comercializables, por ejemplo cuando se declara la comercialidad de un campo. Esto en la medida en que ello implica mayor certeza sobre la posibilidad de su desarrollo comercial. Posterior al descubrimiento del recurso y previo a la decisión de inversión (FID), y por tanto previo a la declaración de comercialidad, es decir mientras transcurre el programa de evaluación, los recursos corresponden a recursos contingentes.

Los recursos contingentes corresponden a ‘cantidades que se estima que a partir de una cierta fecha, serán potencialmente recuperables en acumulaciones conocidas, pero el(los) proyecto(s) aplicado(s) aún no se considera(n) lo suficientemente maduro(s) para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias’, contingencias que pueden estar asociadas a asuntos de mercado, como por ejemplo la imposibilidad de suscribir contratos.

Así, las agencias certificadoras de reservas consideran relevante la efectiva suscripción de contratos de suministro, como indicador de que los recursos contingentes son comercializables. Por tanto, es necesario mantener la flexibilidad actual en materia de comercialización mayorista de este tipo de recursos, específicamente para coadyuvar el proceso de decisión de inversión, que determinará la declaratoria de comercialidad de un campo gasífero, y que a su vez llevará a la certificación de las reservas correspondientes.

En este contexto, en el Anexo 1 ilustramos la importancia de esta flexibilidad en la toma de decisiones de inversión en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, y nos

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

referimos a los periodos típicos de estos proyectos, que se vuelcan en los negocios jurídicos que se suscriben con la ANH."

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

Ver respuesta a 17.3.1.1 en cuanto a la duración de los contratos de campos que se encuentran en pruebas extensas.

Por error de redacción, que se corrige en la nueva propuesta, en la Resolución CREG 226 de 2021 se escribió "(...) *reservas probables y/o posibles* (...) en el numeral i. del literal a) del numeral 1. del Artículo 19, cuando el texto corresponde a "reservas probadas y/o probables", en armonía con la definición de Reservas de Gas Natural que se incluye en el Artículo 3 de la propuesta. Ver numeral 4.10.

Ver numeral 4.18 en cuanto a la suscripción de contratos de largo plazo antes de la declaración de comercialidad de una fuente de suministro.

17.7.1.6 ECOPETROL

"Consideramos pertinente que se revise si la disposición sobre la comercialización de gas proveniente de campos respecto de los cuales no se ha declarado comercialidad está alineada con lo establecido en el Decreto 2100 de 2011, específicamente en sus artículos 11, 12, 13 y 14, compilados en los artículos 2.2.2.2.23, 2.2.2.2.24, 2.2.2.2.25, y 2.2.2.2.26 del Decreto 1073 de 2015.

Los artículos mencionados le dan un marco amplio a la Comisión para que, en uso de sus facultades, determine los mecanismos y procedimientos de comercialización de gas natural que deberán aplicar los agentes del mercado, así como las modalidades de contratos y sus requisitos mínimos. En efecto, la CREG ha aplicado este decreto al expedir las resoluciones 089 de 2013, 114 de 2017 y 186 de 2020, y sus modificaciones.

Ahora bien, nótese que el artículo 11 del Decreto 2100 de 2011 establece estas facultades y este marco de acción específicamente respecto de la Producción Total Disponible para la Venta (PTDV) y las Cantidades Importadas Disponibles para la Venta para el Consumo Interno (CIDV).

El artículo 9 del Decreto 2100 de 2011 dispone que anualmente los productores-comercializadores deben declarar al Ministerio de Minas y Energía el potencial de producción (PP), la producción comprometida (PC) y la producción disponible para la venta (PTDV) de cada uno de sus campos. Además, el artículo 2 precisa a qué se hace referencia con cada uno de estos conceptos. En particular, dispone lo siguiente sobre el potencial de producción (PP):

'Potencial de Producción de gas natural de un campo determinado PP: Pronóstico de las cantidades de gas natural, medidas en GBTUD, que pueden ser producidas diariamente en promedio mes, en cada campo o puestas en un punto de entrada al SNT para atender los requerimientos de la demanda, descontando las cantidades de gas natural requeridas para la

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

operación. Este pronóstico considera el desarrollo de las Reservas de Gas Natural, la información técnica de los yacimientos del campo o campos de producción a la tasa máxima eficiente de recobro y está basado en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas. El PP de un campo corresponde a la suma de la PC, la PTDV y el Gas Natural de Propiedad del Estado' (negritas propias).

Es decir, este pronóstico se basa en el desarrollo de los recursos catalogados como reservas que, según lo dispuesto por el artículo 2 del mismo decreto, 'son las reservas probadas y probables certificadas por los productores de gas a la ANH'.

Teniendo en cuenta lo anterior, el marco normativo establece que las declaraciones del potencial de producción versan exclusivamente sobre las reservas y en particular sobre aquellas probadas y probables (1P y 2P). En la medida en que el potencial disponible para la venta (PTDV) hace parte del potencial de producción (PP), este también versa sobre las reservas probadas y probables.

Así, los recursos contingentes, esto es, los recursos descubiertos que no han sido certificados como reservas, no hacen parte de la PTDV y, por tanto, no deben ser objeto de regulación de la CREG en lo que tiene que ver con los mecanismos para su comercialización, las modalidades contractuales y los requisitos mínimos de los contratos respectivos. En efecto, la política pública vigente (artículo 12 del Decreto 2100 de 2011) y la regulación actual (artículos 19 y 20 de la Resolución CREG 186 de 2020) reconocen esta realidad al otorgar libertad para su comercialización y para el contenido, duración y condiciones de los respectivos contratos.

Así las cosas, respetuosamente sugerimos que se verifique si la Comisión tiene la facultad de regular las situaciones económicas, operativas y comerciales sobre los recursos contingentes y, en específico, sobre el gas natural proveniente de campos respecto de los cuales no se ha declarado su comercialidad."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

En el Parágrafo 3 del Artículo que se transcribe parcialmente en el comentario recibido, se encuentra una excepción explícita a la consideración establecida en la definición del potencial de producción respecto del desarrollo de las Reservas de Gas Natural, pues establece lo siguiente:

"Parágrafo 3°. La declaración de producción respecto de los campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad versará respecto de la PTDV para el período sobre el cual se cuente con información disponible."

De acuerdo con el texto transcrito, sí es posible la declaración de producción de campos en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado comercialidad, por lo que la PTDV, al menos en este caso excepcional, no versa sobre las reservas probadas y probables, contrario a lo que se afirma en el comentario.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

17.7.1.7 ECOPETROL

"Según el artículo 11 del Decreto 2100 de 2011, '[l]a comercialización, total o parcial, de la PTDV y de las CIDV declaradas conforme a lo previsto en el artículo 9° del presente decreto para la atención de la demanda de gas natural para consumo interno, se deberá realizar siguiendo los mecanismos y procedimientos de comercialización que establecerá la CREG'. No obstante, el artículo 12 del mismo decreto exceptúa de dichos mecanismos y procedimientos a la comercialización del gas provenientes de unas fuentes específicas de suministro, a saber, los campos menores, los campos en pruebas extensas, los campos para los que no se haya declarado comercialidad, y los yacimientos no convencionales.

En el mismo artículo se señala, en todo caso, que la comercialización del gas de dichas fuentes deberá sujetarse a las modalidades de contratos de suministro previstos en la regulación. Entendemos que la CREG observa esta disposición en el artículo 19, en el cual lista las fuentes de suministro que podrán negociar el gas en cualquier momento del año, en todo caso precisando que su comercialización deberá realizarse bajo las modalidades contractuales definidas en el artículo 8.

Sin embargo, en el artículo 21 de la resolución consultada, que trata del 'Mecanismo de Aseguramiento de la Demanda Esencial, MADE', se establecen algunas disposiciones para todas las fuentes de suministro, incluidas las que deberían estar exceptuadas de los mecanismos y procedimientos de la CREG según el artículo 12 del Decreto 2100 de 2011.

Si bien estas disposiciones son puntuales, caben dentro del funcionamiento del mecanismo en la medida en que dicho artículo establece reglas para la comercialización del gas que están condicionadas al balance (superavitario o deficitario) del punto de referencia asociado a la fuente de suministro (literal f) del numeral 2, literales i) y n) del numeral 3, y parágrafo 6). Es decir, si bien las disposiciones propuestas pueden ser razonables, se regularían otras materias diferentes a las modalidades contractuales.

En tal sentido, para asegurar la alineación con los artículos 11 y 12 del Decreto 2100 de 2011, comedidamente solicitamos que se excluya del artículo 21 cualquier referencia a disposiciones para la comercialización del gas proveniente de campos menores, campos en pruebas extensas, campos para los que no se haya declarado comercialidad, y yacimientos no convencionales."

Respuesta:

Ver respuesta a 17.7.1.1.

Se debe tener en cuenta que en la propuesta realizada en la Resolución CREG 226 de 2021, cuando se establece un trimestre deficitario para un punto de referencia, y una vez asignadas las reservas de cantidades requeridas para la atención de la Demanda Esencial declarada en la segunda instancia de los compradores ante el Gestor del Mercado, los vendedores del Mercado Primario pueden utilizar sus propios mecanismos de comercialización para la asignación de las cantidades de PTDVF restantes y no están obligados al mecanismo de comercialización que procede en estos casos, que es el de la subasta. Así se preserva lo establecido al respecto de los mecanismos de comercialización en el Artículo 11 del Decreto 2100 señalado en el comentario recibido.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

En todo caso, en la nueva propuesta se hacen algunos ajustes con el fin de dar la mayor claridad posible respecto de la utilización del mecanismo de acceso a la Demanda Esencial y el uso de los mecanismos de comercialización que deben o pueden usar los vendedores.

17.8 GASES DE LA GUAJIRA

17.8.1.1 GASES DE LA GUAJIRA

"Se solicita aclarar si los campos menores van a ser parte del balance que vaya a ser el gestor de mercado en cada punto de referencia.

Si la intención del regulador es que deban participar en el mecanismo llamado MADE, y al mismo tiempo, que tengan libertad de negociación en el tiempo, esto debe estar claramente determinado."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la implementación del MADE no hay excepción de participación a ninguna fuente de suministro. Lo anterior, tal como se desprende de la propuesta para las fuentes de suministro con posibilidad de negociación directa en cualquier momento del año según el Artículo 19, cuando se coloca como condición que se debe dar aplicación a lo contemplado en el Artículo 21 de la propuesta de resolución.

En la nueva propuesta se está repitiendo en varias partes del texto que se trata de todas las fuentes de suministro sin excepción ninguna, dejando solamente el caso de la negociación de los contratos de suministro de contingencia, en razón a lo que su mismo nombre indica.

Como se explica en el numeral 2.2.3 complementado con el numeral 2.2.4, el balance comercial que se debe realizar en cada trimestre de negociación para cada uno de los siguientes veinte trimestres estándar y cada punto de referencia, debe incluir a todas las fuentes de suministro sin excepción ninguna, para que el balance sea efectivo y logre el objetivo establecido en la política energética.

Lo anterior no significa que los mecanismos de comercialización que realicen los vendedores sean los que se proponen en la resolución, que es el de subasta. Cada vendedor puede desarrollar su propio mecanismo de comercialización para las cantidades disponibles a ser contratadas de acuerdo con el MADE.

17.8.1.2 GASES DE LA GUAJIRA

"El artículo no es claro, y deja un espacio demasiado amplio para que los productores puedan evadir la señal regulatoria, y en ese sentido, se requiere una mayor precisión: ¿esto aplicaría

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

para los campos que están conectados al sistema nacional de transporte, y que al mismo tiempo tienen cantidades adicionales de gas que van a viabilizar por GNC o GNL?

¿En caso afirmativo, las cantidades a negociar serían o solamente sobre aquellos volúmenes que se van a contratar con GNC o GNL?"

Respuesta:

El MADE aplica a todas las fuentes de suministro sin excepción y a todas las formas (o estados del gas) de suministro (gas en estado natural, GNC, GNL). Puede ocurrir que una fuente de suministro ofrezca cantidades PTDVF de GNL, considerando por ejemplo, un usuario que no esté conectado al SNT o que requiera gas para ser almacenado, o que lo considere más competitivo.

En la nueva propuesta se hace un ajuste de modo tal que para la realización del balance comercial se tenga en cuenta solamente la capacidad total PTDVF independientemente de la modalidad contractual o del estado en que se propone la venta del gas. En caso de que en el balance comercial se obtenga un déficit de oferta comercial, se procede con la subasta centralizada donde solamente se ofrece la modalidad contractual CF95, excepto en los casos de las fuentes de suministro con negociación directa en cualquier momento del año, que podrán utilizar sus propios mecanismos de comercialización del gas disponible después de la asignación a la Demanda Esencial requerida por los compradores.

17.9 GASES DE OCCIDENTE

17.9.1.1 GASES DE OCCIDENTE

"Se consideran apropiadas las disposiciones que la CREG plantea en esta materia."

Respuesta:

Se debe tener en cuenta que en la nueva propuesta se realizaron ajustes y precisiones de texto a partir de los comentarios recibidos a la propuesta inicial.

17.10 GASES DEL CARIBE

17.10.1.1 GASES DEL CARIBE

"Se solicita aclarar si los campos menores van a ser parte del balance que vaya a ser el gestor de mercado en cada punto de referencia."

Si la intención del regulador es que deban participar en el mecanismo llamado MADE, y al mismo tiempo, que tengan libertad de negociación en el tiempo, esto debe estar claramente determinado."

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Ver respuesta a 17.8.1.1.

17.10.1.2 GASES DEL CARIBE

*"El artículo no es claro, y deja un espacio demasiado amplio para que los productores puedan evadir la señal regulatoria, y en ese sentido, se requiere una mayor precisión: ¿esto aplicaría para los campos que están conectados al sistema nacional de transporte, y que al mismo tiempo tienen cantidades adicionales de gas que van a viabilizar por GNC o GNL?
¿En caso afirmativo, las cantidades a negociar serían o solamente sobre aquellos volúmenes que se van a contratar con GNC o GNL?"*

Respuesta:

Ver respuesta a 17.8.1.2.

17.11 GASES DEL ORIENTE

17.11.1.1 GASES DEL ORIENTE

Se hace necesario incluir el propano al 95% como una materia base para el uso del sistema de respaldo de gas natural sustituto (GNS) que se pueda pactar en cualquier momento del año y que cumpla lineamientos de contratación bilateral.

Respuesta:

No se entiende el comentario.

Se hace mención de propano al 95% cuando la resolución trata del Mercado Mayorista de gas natural, que como se propone en la definición, es una mezcla de hidrocarburos livianos, principalmente constituida por metano, que se encuentra en los yacimientos en forma libre o en forma asociada al petróleo. Por otra parte, el concepto de respaldo de gas natural sustituto, no ha sido establecido en la propuesta inicial.

17.12 GECELCA

17.12.1.1 GECELCA

"El artículo 19 contempla las siguientes dos condiciones para llevar a cabo las negociaciones directas en cualquier momento del año de las fuentes definidas en el artículo 19:

- i) El contrato que se registre incluya únicamente una sola fuente de suministro.*
- ii) Se dé aplicación a los contemplado en el artículo 21 de la presente resolución.*

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

De acuerdo con lo anterior, solicitamos a la CREG evaluar la pertinencia de permitir estas negociaciones, independiente del resultado del balance comercial que se realiza trimestralmente, dado que con lo indicado en el proyecto de resolución se le estaría quitando flexibilidad al mercado primario. Como se menciona en el documento soporte CREG-188 de 2021, las fuentes del artículo 19 están exceptuadas de los mecanismos y procedimientos de comercialización de la PTDV y de la CIDV por el Decreto 1073 de 2015 y estas le aportan una mayor oferta a la demanda del sector termoeléctrico.

Adicionalmente, vemos dificultades para la contratación del gas necesario para el respaldo de OEF de las plantas termoeléctricas dado que solo sería posible recurrir a las fuentes del artículo 19 cuando el balance comercial del artículo 21 arroje una condición excedentaria."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Ver numeral 2.2.3 y numeral 2.2.4.

17.13 GIGAS ENERGY

17.13.1.1 GIGAS ENERGY

"Actualmente, en algunas fuentes de suministro provenientes de campos menores y campos aislados incumplen sus obligaciones contractuales en firme, debido a que no cuentan con las cantidades de gas comprometidas a través de los contratos que suscriben.

Con el propósito de darle seguridad al mercado, a la información declarada sobre cantidades de gas disponibles para la venta en firme, y procurar el cumplimiento de los contratos, es necesario que estas fuentes de suministro cuenten con pruebas extensas que les permita garantizar la entrega de las cantidades contratadas en firme."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

El productor-comercializador es responsable de la declaración de comercialidad de un campo, de la declaración de potencial de producción y de las cantidades que de dicho potencial considera que puede cumplir bajo un tipo de contrato firme o que garantía firmeza. Se entiende que para realizar la declaración de comercialidad el productor-comercializador ha analizado todos los elementos necesarios para hacerla, en las condiciones del contrato de exploración y producción que suscribe con la ANH.

En la nueva propuesta se está incluyendo la obligación de incluir en los contratos de tipo firme o que garantizan firmeza, las condiciones o requisitos mínimos establecidos por la CREG, así la fuente de suministro corresponda a un campo de producción que se encuentra en pruebas

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

extensas o no ha declarado comercialidad al momento de suscribir el contrato de este tipo. Eso sí, para que dicha fuente pueda suscribir tal tipo de contrato, deberá contar con Respaldo Físico.

17.14 HOCOL

17.14.1.1 HOCOL

"Disponibilidad de Oferta de Gas

Algunas de las condiciones establecidas para las Fuentes de Suministro establecidas en el Artículo 19 de la resolución CREG 226 de 2021, pueden estar contradiciendo las excepciones determinadas por el Decreto 1073 de 2015, que compila el Decreto 2100 de 2011, limitando la oportunidad de incorporación de oferta disponible para el mercado; esto reconociendo los resultados positivos que hasta ahora se han visto en el mercado con respecto a la aplicación de estas excepciones. Al respecto de estas condiciones, comentamos lo siguiente:

1. Campos en pruebas y que no han declarado comercialidad. A los cuales se limita la posibilidad de suscribir contratos con Respaldo Físico a menos que cuenten con reservas certificadas, y se restringe la duración de los contratos que se suscriban al periodo definido para pruebas extensas. Adicionalmente, se limita la posibilidad de atender Demanda Esencial con gas proveniente de fuentes de suministro en pruebas o sin declaración de comercialidad en virtud del literal n) del artículo 22.

Estas limitaciones resultan altamente inconvenientes para la incorporación de la nueva oferta, ya que los contratos que garanticen un suministro firme son indispensables en el proceso de certificación de reservas y de evaluación del potencial de yacimiento."

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

En cuanto a la limitación a los campos en pruebas de suscribir contratos con Respaldo Físico, a menos que cuenten con reservas de gas consideradas por la ANH, la propuesta realizada no está modificando nada al respecto de lo vigente. La exigencia de que un productor debe contar con Respaldo Físico para poder suscribir contratos del tipo firme o que garantizan firmeza, para lo cual debe contar con Reservas de Gas Natural, no surge en virtud de la propuesta formulada con la Resolución 226 de 2021, sino de los lineamientos de política energética, ver numeral 2.2.6 y numeral 4.4.

Ahora bien, en la nueva propuesta, dado que es posible que un campo de producción en pruebas o que no ha declarado comercialidad pueda contar (o ser considerado) con reservas de gas según lo establecido por la ANH, en la nueva propuesta se retira la limitación de estos campos de suscribir contratos de tipo firme o que garantizan firmeza para atender la Demanda Esencial. Ver numeral 4.10.

Por otro lado, en el documento de soporte D-063 de 2013 de la Resolución CREG 089 de 2013 la posibilidad de que campos sin declaración de comercialidad o en pruebas suscribiesen

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

contratos de tipo firme o que garanticen firmeza fue respondida por la CREG, al comentario del literal d. del numeral 3 del numeral 2.5.4. Del mencionado texto se extrae lo siguiente:

“Para la CREG es comprensible que el gas que proviene de campos en pruebas extensas no puede ser comercializado a través de contratos firmes, de firmeza condicionada o de opción de compra de gas y en este sentido en el parágrafo del artículo 20 de la propuesta contenida en la Resolución CREG 113 de 2012 se señala que “[t]ambién se exceptuará el caso señalado en el numeral iii del literal d) del numeral 1 del Artículo 20 de esta Resolución. En estos casos las partes definirán las condiciones de los contratos que celebren”. Esto es, la propuesta ya contempla lo sugerido por la ACP para el caso del gas proveniente de campos en pruebas extensas.

La ACP se refiere a la “incertidumbre que el desarrollo de su potencial de producción de forma estable presenta y/o la variabilidad que sus condiciones operacionales presentan” en referencia al “gas natural proveniente de campos con opción de contratación bilateral en el decreto 2100/11”. **La Comisión entiende que, con independencia del tamaño del campo de producción y del tipo de yacimiento, la declaratoria de la comercialidad de un campo precisamente determina el momento a partir del cual se ha alcanzado el desarrollo del potencial de producción del campo, en forma estable. Así, se entiende que una vez se declara la comercialidad de un campo el gas natural que proviene del mismo puede ser comercializado mediante contratos firmes,** contratos de suministro con firmeza condicionada y contratos de opción de compra de gas.” (subrayado con resaltado fuera de texto).

Con respecto a la negociación y suscripción de contratos previo a la declaración de comercialidad requeridos por los productores para que se pueda viabilizar la declaración de comercialidad, ver numeral 4.18.

17.14.1.2 HOCOL

“Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que las altas fluctuaciones en la producción de un campo cuyo suministro no se esté realizando mediante contratos que garanticen firmeza, ponen en un alto riesgo la continuidad de su producción, el resultado de las pruebas e incluso pueden llevar a daños en el yacimiento que impliquen necesariamente el cierre definitivo de esta potencial nueva oferta de gas natural para el mercado.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Ver respuesta a 17.13.1.1 y a 17.14.1.1.

Por otra parte, si el campo se encuentra en pruebas extensas es por esa misma situación que se puedan presentar fluctuaciones en la producción del gas durante las pruebas.

Aunque se entiende del comentario que, al mediar un contrato del tipo firme o que garantiza firmeza, el comprador posiblemente decida nominar dicho contrato antes que nominar un

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

contrato con interrupciones pues el primero debe pagarlo en una cantidad mínima fija así no consume el gas y el segundo no, y por ello el vendedor tiene una producción de gas más estable, se debe cumplir lo estipulado en la política energética respecto de las condiciones de Respaldo Físico que requiere un contrato del tipo firme o que garantiza firmeza, como se menciona en el numeral 2.2.6.

17.14.1.3 HOCOL

“Es importante tener en cuenta que, como parte del proceso de certificación de reservas de gas, las agencias certificadoras consideran la existencia de contratos de suministro en firme, que garanticen el requerimiento del gas, como un indicador de la comercialización de estos recursos; por lo que se hace indispensable contar con la opción de suscribir este tipo de contratos en firme, y de esta manera asegurar la certificación de reservas con las agencias encargadas.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Ver numeral 2.2.6 y numeral 4.18.

17.14.1.4 HOCOL

“Otra consideración importante que desincentiva decisiones de inversión y adición de oferta nueva es la limitación en la duración de los contratos que son los que garantizan los ingresos y le brindan la viabilidad financiera requerida en la sanción definitiva de los proyectos y en la declaración de la comercialidad de estos campos.”

Respuesta:

Ver respuesta a 17.3.1.1.

17.14.1.5 HOCOL

“Con respecto a la limitación para suscribir contratos con destino a la demanda esencial, entendiendo la alineación que esta medida tiene con las obligaciones para comercializadores que atienden este tipo de demanda de suscribir contratos con Respaldo Físico, nos gustaría solicitar a la CREG mantener la opción de suscribir estos contratos que viabilizan la prueba y desarrollo de nueva oferta de gas natural, permitiendo la atención de Demanda Esencial y no Esencial, y la realización de inversiones para efectos de realizar la conexión con el SNT, puntos de consumo, o incluso utilización de tecnologías como el GNC o el GNL.

Agradecemos a la CREG eliminar esta limitación a nuevas fuentes de suministro, manteniendo así las condiciones que permitan incorporar nueva oferta en el mercado que garantice el abastecimiento de la demanda.”

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Ver respuesta a 17.14.1.1.

17.14.1.6 HOCOL

"Disponibilidad de Oferta de Gas

2. Gas proveniente del Desarrollo de un campo – En la propuesta regulatoria se acota la flexibilidad, a la comercialización del gas proveniente del Desarrollo de un campo (en los términos del contrato de exploración y producción de hidrocarburos de la ANH) durante los 3 años siguientes de la declaración de comercialidad, incluyendo que debe ser necesario por el desarrollo y viabilización de facilidades de producción requeridas para un nuevo campo de gas.

Amablemente solicitamos a la CREG considerar la posibilidad de mantener la flexibilidad establecida en la Resolución CREG 186 de 2020, para comercialización este gas cuando sea necesario por el desarrollo y viabilización del yacimiento o de las facilidades de producción; ya que durante la etapa temprana del desarrollo de un campo pueden presentarse complejidades en el yacimiento como la irrupción de agua, el arenamiento de pozos, formaciones altamente compartimentadas, entre otros; esto adicional al requerimiento de los contratos de suministro que garanticen los ingresos para la viabilidad financiera del campo en desarrollo y sus facilidades.

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Con el cambio de duración mínima de los contratos a períodos trimestrales a diferencia del esquema actual vigente que permite negociaciones directas para contratos de tipo firme o que garantizan firmeza de duración de 3 o más años, con el esquema del MADE y junto con la propuesta del numeral 4.18, se considera que no es necesario y de hecho es inconveniente, permitir tal flexibilidad a los campos que ya han declarado comercialidad.

17.14.1.7 HOCOL

“Finalmente debemos mencionar a la CREG nuestra preocupación general en relación con la aplicación del Mecanismo de Aseguramiento de la Demanda Esencial, MADE, a las actividades exceptuadas de los mecanismos y procedimientos de comercialización contenidas en el artículo 2.2.2.2.24 del Decreto 1073 de 2015. Lo anterior, en la medida en que, si bien entendemos la necesidad de que se incorpore un mecanismo que busque el aseguramiento de la Demanda Esencial, mantenemos la preocupación por la certeza y seguridad jurídica que se tendría ante un escenario en el cual este mecanismo resulte viciado de nulidad por su contradicción con las normas contenidas en el Decreto 1073 de 2015 y la competencia otorgada a la CREG mediante el artículo 2.2.2.2.23 del mismo decreto, para la expedición de los mecanismos y procedimientos de comercialización de la PTDV y las CIDV, mecanismos y procedimientos que por disposición expresa del decreto, no se aplicarán a la comercialización de gas de campos menores, campos en pruebas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad y los yacimientos no convencionales.”

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Ver numeral 2.2.3.

17.14.1.8 HOCOL

"Disponibilidad de Oferta de Gas

3. Otras excepciones. Como parte del borrador de la resolución se incluyen otras excepciones en el Artículo 19, como la que otorga al comercializador de gas importado y sobre la cual nos gustaría solicitar a la CREG considerar mantener la igualdad de condiciones para las distintas fuentes de suministro; ya que el productor que comercializa oferta de gas nacional también gestiona riesgos e invierte altas sumas de capital para desarrollar este tipo de proyectos, lo que amerita que se mantenga la flexibilidad en la comercialización de gas mediante la negociación bilateral en cualquier momento del año, tanto para el gas importado como para oferta nacional de las fuentes no exceptuadas."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La excepción propuesta busca reconocer limitaciones evidentes para la comercialización del gas que proviene de dichas fuentes o condiciones de suministro con respecto a fuentes de suministro ya establecidas. Dichas excepciones no solamente aplican para el gas obtenido en el exterior con el fin de atender el servicio público domiciliario, sino también fuentes de suministro nacionales.

Finalmente debe tenerse en cuenta que, en la implementación del MADE, no hay excepción de participación a ninguna fuente de suministro, ya sea ubicada en territorio nacional o ubicada en el exterior.

17.14.1.9 HOCOL

"Otra excepción que pedimos a la CREG es revisar y extender la flexibilidad de negociar directamente contratos semanales para las cantidades de gas liberadas ante eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, ya que la propuesta regulatoria limita a que correspondan a la atención del consumo propio de los Productores, pero que sugerimos ampliar para que también aplique ante los eventos declarados por parte de los compradores de gas. Esto permitiría maximizar la disponibilidad de gas a la demanda, no dejar gas atrapado en el yacimiento y evitar las fluctuaciones en la producción diaria de los campos, que resultan muy perjudiciales para mantener la capacidad de producción en el tiempo."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Los contratos de duración semanal tienen un fin específico y limitado, que se deriva de la razón de la aparición de las cantidades para ser puestas en el mercado primario, por reducción del consumo propio del productor por fuerza mayor. En estos contratos no se reconocerá como evento eximente las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos.

En la propuesta se establece que se pueden firmar contratos con interrupciones con cantidades máximas totales para suscribir por un vendedor, limitadas al máximo valor que se obtiene de comprar la referencia de la PTDV (150%) y la referencia de la PC (20%). Es esta última referencia en que se usa la PC, precisamente pensada para las condiciones que se mencionan en el comentario, cuando se liberan cantidades por parte del comprador de un contrato del tipo firme o que garantiza firmeza.

17.14.1.10 HOCOL

"Disponibilidad de Oferta de Gas

Finalmente debemos mencionar a la CREG nuestra preocupación general en relación con la aplicación del Mecanismo de Aseguramiento de la Demanda Esencial, MADE, a las actividades exceptuadas de los mecanismos y procedimientos de comercialización contenidas en el artículo 2.2.2.2.24 del Decreto 1073 de 2015. Lo anterior, en la medida en que, si bien entendemos la necesidad de que se incorpore un mecanismo que busque el aseguramiento de la Demanda Esencial, mantenemos la preocupación por la certeza y seguridad jurídica que se tendría ante un escenario en el cual este mecanismo resulte viciado de nulidad por su contradicción con las normas contenidas en el Decreto 1073 de 2015 y la competencia otorgada a la CREG mediante el artículo 2.2.2.2.23 del mismo decreto, para la expedición de los mecanismos y procedimientos de comercialización de la PTDV y las CIDV, mecanismos y procedimientos que por disposición expresa del decreto, no se aplicarán a la comercialización de gas de campos menores, campos en pruebas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad y los yacimientos no convencionales.

Para efectos de facilitar la implementación de los lineamientos establecidos en la Ley 2128 de 2021, con respecto al incentivo al desarrollo de la producción nacional, reiteramos nuestra amable solicitud de revisar las limitaciones que por esta vía se están incluyendo y que afectan de forma determinante el desarrollo de nueva oferta de gas, mientras que se amplía la flexibilidad otorgada al gas importado en la Resolución CREG 186 de 2020."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Con las propuestas de permitir la comercialización conjunta de la producción de Fuentes de Suministro nuevas costa afuera y Yacimientos no Convencionales, de comercialización del suministro que requieren logísticas especiales, como GNL o GNC y las condiciones de contratación de fuentes en pruebas extensas o sin declaración de comercialidad, entre otras, se busca incentivar el incremento de la producción nacional.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Por otro lado, una de las razones de incentivar el suministro para el servicio público domiciliario con gas obtenido en el exterior, no es para que se sustituya el gas de origen nacional, sino para que se complemente dicho gas cuando la cantidad de gas producido nacionalmente es insuficiente para atender la totalidad de la demanda.

Si los potenciales usuarios del servicio público de gas natural tienen la percepción de una mayor seguridad del suministro con las medidas propuestas, con contratos de largo plazo y de gas obtenido en el exterior, habrá un mayor número de nuevos usuarios del servicio, lo que beneficia aún más la producción nacional.

17.15 ISAGEN

17.15.1.1 ISAGEN

“Teniendo en cuenta que la posibilidad que genera la suscripción de estos contratos son eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, de los cuales es imposible conocer su duración con anticipación, solicitamos dar el mismo trato que a los contratos de contingencia respecto a su duración, para que de común acuerdo lo definan las partes y mientras se mantenga las condiciones que generaron el evento que justificaron la liberación o hasta la fecha en que fueron liberadas las cantidades de gas. Por otro lado, si el evento, como en el caso de la pandemia del COVID-19 se extiende por varios años, no sería práctica la firma de múltiples contratos semanales con el mismo objeto.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Los contratos de duración semanal están propuestos para ser usados únicamente cuando se traten de cantidades liberadas de gas natural ante eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña que hayan estado comprometidas para la atención del consumo propio de los Productores cuyos contratos hayan sido registrados ante el Gestor del Mercado. Si hay un evento como el que se propone en el comentario, o incluso de menores duraciones, lo que debe hacer el productor es ajustar su declaración de producción al MME y su declaración de PTDVF al Gestor del Mercado, de modo que se reduzcan las cantidades de propio consumo y se aumente la PTDV y la PTDVF, para que así ese gas entre en el esquema de comercialización general planteado en la propuesta.

17.16 LEWIS ENERGY

17.16.1.1 LEWIS ENERGY

"La propuesta regulatoria propone que las negociaciones directas en cualquier momento del año, entre otras, deben limitarse a una única fuente.

En el mercado hemos visto los beneficios para la demanda de los comercializadores destinada al mercado no regulado y la demanda no regulada directamente, de pactar mecanismos de

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

cubrimiento de riesgos con entregas desde otras fuentes cuando estas sufren algún impedimento en las entregas de gas.

Entre las partes logran acordar soluciones que se ajustan a su propia operación de manera que han podido en todos los casos ponerse de acuerdo en la solución alternativa con entregas de gas de otra fuente que permita honrar el contrato y mantener el suministro ininterrumpido.

Se solicita a la comisión que no se restrinja a una sola fuente la negociación directa de gas y en tal sentido, se elimine ese primer supuesto del artículo 19."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Se considera necesario individualizar los contratos cuya negociación directa es permitida para fuentes de suministro con condiciones especiales, sea de política energética o por determinación en la regulación CREG. Dichas condiciones son particulares para cada fuente de suministro y es por ello que se considera inconveniente permitir la inclusión de fuentes cuyas condiciones son de negociación directa, pero que entre sí no tienen condiciones similares de suministro.

Adicionalmente se considera necesario realizar una evaluación de la ejecución de los contratos de las fuentes con excepciones y negociación directa, lo que no puede lograrse con efectividad cuando en el contrato se incluyen varias fuentes de suministro en un solo contrato.

Sobre cubrimiento de riesgos con entregas desde otra fuente, ver respuesta a 4.21.1.6

17.16.1.2 LEWIS ENERGY

"Es claro el objetivo de la CREG en relación con garantizar que la demanda más sensible en el mercado pueda ser atendida con gas que garantice el suministro en firme.

Este numeral, contenido en la propuesta regulatoria pareciera señalar que los campos en pruebas en todos los casos, para poder vender gas en el mercado deberán hacerlo previa certificación de reservas probables o posibles.

Lo anterior se entiende de cara al MADE pues allí se pretende garantizar firmeza a la demanda que se busca proteger a través de dicho mecanismo. Sin embargo, es posible que un campo en pruebas esté en capacidad de vender dicha prueba, por el término que señala la comisión, pero con un usuario que no requiere o no está obligado a contratarse con respaldo físico, estructurando un suministro en firme, para lo cual no se haría necesario certificar previamente las reservas como lo señala en la propuesta la Comisión.

Se solicita amablemente a la Comisión claramente que la exigencia de contar con certificación de reservas esta encaminada a garantizar respaldo físico para aquella demanda que tiene la obligación de contratarse con respaldo físico, pero dejando claro que el cumplimiento de dicha obligación no es exigible cuando se trata de una negociación con demanda que no esta obligada a contratarse con respaldo físico. Lo subrayado es lo sugerido.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Así mismo, limitar la duración de los contratos de suministro para los campos en pruebas solo hasta el periodo autorizado por la ANH, podría inviabilizar la producción, puesto que se pueden tomar decisiones de inversión para producir que van mas allá del periodo de prueba y potencialmente necesarias para hacer la declaración de comercialidad."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Sobre la obligación de contar con Respaldo Físico para poder negociar contratos de tipo firme o que garantizan firmeza, ver numeral 4.10 y respuesta a 4.21.1.1. En todo caso, se puede tener en cuenta la propuesta señalada en el numeral 4.6.

Con respecto a la duración de los contratos de campos en pruebas extensas ver respuesta a 17.3.1.1.

17.17 MC2 S.A. E.S.P.

17.17.1.1 MC2 S.A. E.S.P.

"El artículo 19 establece dos condiciones a cumplirse para realizar negociaciones directas, la primera que el contrato correspondiente incluya únicamente una sola Fuente de Suministro y se dé aplicación al MADE. ¿Qué ocurre si, habiendo acudido al MADE, hay un balance excedentario y el contrato que se registra tiene más de una fuente de suministro? ¿De qué manera deberán proceder los agentes del mercado? ¿Deberán suscribir dos contratos diferentes, o deberán acudir a otro procedimiento en particular?"

Respuesta:

En cualquier caso de negociación directa de las fuentes o condiciones de suministro especificadas en el artículo en mención, se debe firmar un contrato independiente para cada fuente. Debe tenerse en cuenta que lo anterior no aplica para las fuentes de suministro que utilizan la negociación directa como resultado de la implementación del MADE para el suministro en trimestres con balances comerciales superavitarios.

17.17.1.2 MC2 S.A. E.S.P.

"Como ya se mencionó, en relación con los campos menores y los campos aislados, en la actualidad, según las circunstancias particulares de estas fuentes de suministro, en ocasiones pese a que se comprometen a entregar en firme unas cantidades determinadas de gas, durante la ejecución de los contratos que garantizan firmeza se presentan incumplimientos debido a que dichos campos no cuentan con las pruebas extensas necesarias para verificar y confirmar las reservas y cantidades de gas que son necesarias para cumplir con sus compromisos contractuales en firme.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Incluso, pese a que realizan su declaración de PTDFV ante el Ministerio de Minas y Energía y se registran los contratos ante el gestor, no se cuenta con las cantidades de gas comprometidas.

Esto además de constituir un incumplimiento de los contratos, genera inseguridad jurídica y contractual, e implica una afectación a los usuarios que son beneficiarios de dicho gas, así como a los comercializadores que los atienden.

Teniendo en cuenta lo anterior, para efectos de realizar el balance comercial que determine la existencia de cantidades de gas para la venta en firme, consideramos que para evitar incumplimientos, así como que se produzcan declaraciones de cantidades de gas que, en estricto sentido, no están disponibles para la venta, se exija que este tipo de fuentes cuenten con pruebas extensas que permitan garantizar a los compradores la disponibilidad del suministro ofrecido en el mercado."

Respuesta:

Ver respuesta a 17.3.1.1.

17.17.1.3 MC2 S.A. E.S.P.

Los literales "d" y "h" son iguales.

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se realizan las correcciones de redacción.

17.18 NATURGAS

17.18.1.1 NATURGAS

"En este literal se plantea que los productores-comercializadores podrán comercializar gas natural mediante negociaciones directas, en cualquier momento del año, cuando provenga de 'Campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad, bajo el entendido que estos campos no cuentan con Respaldo Físico, a menos que se hayan certificado previamente reservas probables y/o posibles sobre ese mismo campo en las condiciones establecidas para ello por la ANH. La duración de los contratos de suministro que se pacten desde estas Fuentes de Suministro corresponderá al período autorizado por la ANH para la realización de las pruebas extensas y, en todo caso, no podrá superar la fecha máxima determinada por la ANH para su evaluación, de acuerdo con los términos del contrato de exploración y producción, o su equivalente, suscrito con la ANH'.

Con el argumento de que los campos en pruebas extensas no cuentan con respaldo físico, la Comisión propone esta medida que acota el período de contratación al período de pruebas extensas autorizado por la ANH.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Sobre el particular se debe mencionar que bajo la regla vigente los productores-comercializadores han pactado contratos de largo plazo que han permitido el desarrollo de varios campos que han aumentado la oferta, han suplido campos en declinación y han permitido desarrollar infraestructura de transporte que está basada en contratos de largo plazo de capacidad. La regla vigente, fijada desde la Resolución CREG 089 de 2013, establece la posibilidad de comercializar gas de campos en pruebas extensas mediante negociaciones directas en cualquier momento del año, sin acotar su duración a la duración del período de pruebas extensas. Es decir, esta regla ha sido una señal positiva para el desarrollo de nuevos campos y de infraestructura de transporte. Debe tenerse en cuenta que la certificación de reservas es el principal respaldo físico, y que para la certificación se requieren los contratos.

Un cambio como el que se propone en este literal, i.e. acotar el período de contratación al período de pruebas extensas, compromete o inviabiliza el desarrollo de nuevos campos de producción y de nueva infraestructura de transporte. Así mismo, no es claro el beneficio de modificar la regla vigente que ha dado resultados para el mercado.

Por tanto, solicitamos a la Comisión reevaluar la propuesta planteada en este literal y considerar que la regla vigente ha permitido que el mercado de suministro se desarrolle."

Respuesta:

Ver respuesta a 17.3.1.1.

17.19 PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD.

17.19.1.1 PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD.

"Solicitamos se aclare qué se debe entender por conexión indirecta. Lo anterior dado que consideramos que el termino por sí solo, sin delimitar su alcance, podría permitir interpretaciones que lleven a desnaturalizar a los Campos Aislados por tener presuntas conexiones que corresponden a esquemas logísticos más que a conexiones reales a otros sistemas de orden regional tales como sistemas de distribución entre otros que a su vez puedan tener alguna conexión con el sistema Nacional de Transporte SNT."

Respuesta:

Ver respuesta a 17.5.1.3.

17.19.1.2 PAREX RESOURCES Colombia LTD.

"Observamos que el numeral ii del literal a) del numeral 1. del artículo 19 de la propuesta de resolución, contempla la posibilidad de incorporar de forma automática los cambios regulatorios futuros, en los contratos existentes de Campos Menores, una vez estos campos dejen de ser Campos Menores.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Consideramos respetuosamente que ésta regla podría vulnerar el principio jurídico de irretroactividad de la ley en el tiempo, y desconocería el principio jurídico de que a los contratos les aplican las normas vigentes al momento de su celebración. Por lo anterior se recomienda que el párrafo defina claramente que los cambios en la negociación y las condiciones de los contratos solo operan para los contratos que se suscriban a partir de la fecha en que se pierda la condición de Campo Menor.

Así las cosas, solicitamos respetuosamente ajustar la regla incluyendo la claridad de que dicho cambio no tiene efectos retroactivos."

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

En la nueva propuesta se deja claro que la negociación para los nuevos contratos de suministro proveniente de campos menores, cuando se encuentre un mes a partir del cual el potencial de producción deja de corresponder a un campo menor, cuya ejecución inicie en dicho mes, deberá seguir los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG en la presente resolución.

17.20 PRIME ENERGIA

17.20.1.1 PRIME ENERGIA

"Respecto a los incentivos para nuevas fuentes o nuevos modos de suministro en el Mercado primario, en especial la flexibilidad que se está planteando para la comercialización de Gas Natural Licuado – GNL, ponemos a consideración de esta Comisión que la comercialización de estas fuentes quede excluida del MADE cuando se trate de la atención a la demanda térmica, teniendo en cuenta que ya ha sido excluida del gas local por la definición del Demanda Esencial."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Para el mecanismo de acceso MADE se establecen dos tiempos, uno de información y otro de negociación. La comercialización de gas natural con destino al servicio público domiciliario debe seguir estos dos tiempos, indiferente del tipo de sector de consumo que se atiende.

Por otro lado, la definición de Demanda Esencial es la adoptada por el MME y no parte del origen del gas (si es de origen nacional o si es obtenido en el exterior) sino del sector de consumo del gas. Ver numeral 2.2.3, el numeral 2.2.7 y el numeral 3.2.5, entre otros.

El requerimiento de contar con Respaldo Físico es exigible para la negociación de contratos de tipo firme o que garanticen firmeza. La nueva propuesta de resolución de la CREG incluye una definición de Respaldo Físico cuando el gas es obtenido en el exterior y se quiere comercializar en el mercado Mayorista.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

17.21 PROMIGAS

17.21.1.1 PROMIGAS

"Se consideran apropiadas las disposiciones que la CREG plantea en esta materia.

La flexibilidad requerida por algunos remitentes como los mencionados anteriormente va en línea con el funcionamiento de los contratos de GNL a nivel internacional, que se caracterizan porque los compradores pueden cambiar su estrategia de suministro durante el año (Annual Delivery Program). Así, ante eventos en que no se prevean requerimientos de consumo en el mercado local, los comercializadores de GNL pueden variar sus necesidades de suministro a través de opciones 'make-up' que le permiten reprogramar la llegada de buques con nuevos cargamentos.

Sería un error entonces desconocer que el funcionamiento logístico, operativo y comercial del gas natural en estado líquido es distinto al del gas local, siendo esta la razón por la libertad para su comercialización propuesta por la Comisión es totalmente justificada. Esta propuesta fomentaría el desarrollo del gas importado en el mercado mayorista de gas en el país, ya que la flexibilidad existente en los contratos aguas arriba, es decir entre el vendedor y comprador de gas natural en el mercado internacional, podrían ser espejo para la comercialización de la molécula en Colombia.

Teniendo en cuenta que el componente variable de la fórmula fluctúa diariamente, el comercializador de gas importado no podría garantizar un mismo precio durante un trimestre estándar, como lo establece la Resolución 226 de 2022 en el artículo 24. Por lo tanto, se sugiere que la condición de precio del artículo 24 para los contratos de gas importado sea mantener la misma fórmula del contrato durante el periodo y no el precio final al usuario. De lo contrario, el comercializador de gas importado deberá incurrir en coberturas financieras que agregarían más costos al precio final. Asimismo, se respalda la propuesta de la Comisión de exceptuar el gas importado de las ecuaciones de actualización anual de los precios."

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

Debe tenerse en cuenta que en la nueva propuesta se está incluyendo una definición de Respaldo Físico cuando el gas es obtenido en el exterior, que afecta la contratación de tipo firme o que garantiza firmeza en el mercado Mayorista.

Por otro lado, en la nueva propuesta se incluye la posibilidad de que las partes acuerden fórmulas de actualización de precios para el suministro de gas natural, independientemente de si el gas tiene origen nacional o es obtenido en el exterior. Lo anterior con una limitación en el sentido que la actualización de precios no puede realizarse en períodos inferiores a un trimestre.

Como en el mismo comentario se sugiere, el comercializador de gas importado (que es diferente a un agente importador de gas) debe lograr el mayor equilibrio entre otros aspectos, entre las cantidades del gas que debe adquirir previamente en los mercados internacionales, la programación de despachos internacionales de embarcaciones con GNL, el uso de las cláusulas de compensación volumétrica que son frecuentes en los contratos internacionales de GNL, la

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

liquidez del GNL en los mercados internacionales, las capacidades y costos de almacenamiento de GNL en puertos nacionales, las duraciones de los contratos de suministro en el Mercado Mayorista, la estabilidad contractual con el comprador del Mercado Mayorista, y los tiempos de negociación previstos en la nueva propuesta con el MADE.

17.22 SHELL

17.22.1.1 SHELL

"La flexibilización de las condiciones comerciales para la inclusión de nuevas fuentes de suministro es clave para incrementar la competitividad de fuentes que tienen un alto nivel de costo de capital, por lo que creemos que es positiva la inclusión de los campos costa afuera dentro de las excepciones para la comercialización en cualquier momento del año.

Uno de los requisitos para que este tipo de proyectos puedan ser ejecutados en el país es la necesidad de tener contratada la producción potencial del campo con anterioridad a la toma de la decisión de la declaración de comercialidad. Por lo que entendemos que las fuentes de suministro costa afuera tienen la capacidad de comercialización de gas antes de la declaratoria de comercialidad y después de haberla realizado.

En aras de lograr claridad respecto a este punto, se propone incorporar el texto presentado."

Respuesta:

Ver numeral 4.18 y respuesta a 4.21.1.6 respecto del cumplimiento del contrato de suministro con el uso de fuentes de suministro diferentes a las especificadas en el mismo.

17.23 SPEC

17.23.1.1 SPEC

"La flexibilidad requerida por algunos remitentes va en línea con el funcionamiento de los contratos de GNL a nivel internacional, que se caracterizan porque los compradores pueden cambiar su estrategia de suministro durante el año (Annual Delivery Program). Así, ante eventos en que no se prevean requerimientos de consumo en el mercado local, los comercializadores de GNL pueden variar sus necesidades de suministro a través de opciones 'make-up' que le permiten reprogramar la llegada de buques con nuevos cargamentos.

Sería un error entonces desconocer que el funcionamiento logístico, operativo y comercial del gas natural en estado líquido es distinto al del gas local, siendo esta la razón por la libertad para su comercialización propuesta por la Comisión es totalmente justificada. Esta propuesta fomentaría el desarrollo del gas importado en el mercado mayorista de gas en el país, ya que la flexibilidad existente en los contratos aguas arriba, es decir entre el vendedor y comprador de gas natural en el mercado internacional, podrían ser espejo para la comercialización de la molécula en Colombia.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Teniendo en cuenta que el componente variable de la fórmula fluctúa diariamente, el comercializador de gas importado no podría garantizar un mismo precio durante un trimestre estándar, como lo establece la Resolución 226 de 2022 en el artículo 24. Por lo tanto, se sugiere que la condición de precio del artículo 24 para los contratos de gas importado sea mantener la misma fórmula del contrato durante el periodo y no el precio final al usuario. De lo contrario, el comercializador de gas importado deberá incurrir en coberturas financieras que agregarían más costos al precio final. Asimismo, se respalda la propuesta de la Comisión de exceptuar el gas importado de las ecuaciones de actualización anual de los precios."

Respuesta:

Ver respuesta a 17.21.1.1.

17.24 SSPD

17.24.1.1 SSPD

"Se sugiere que los campos menores conectados al Sistema Nacional de Transporte se sujeten a las mismas normas de comercialización de los campos mayores, dado que su oferta tiene un impacto directo en el abastecimiento del mercado nacional. Se considera que no se genera ninguna desventaja con esta propuesta, dado que la comercialización trimestral brinda bastante flexibilidad y permite reducir los riesgos asociados a la expectativa de producción a futuro del campo.

Teniendo en cuenta que actualmente existen bastantes campos menores que, agregados representan un volumen considerable, lo dispuesto en este proyecto de resolución puede generar una distorsión importante en el mercado."

Respuesta:

No es potestad de la CREG establecer obligaciones con respecto a los mecanismos de comercialización que aplican al gas proveniente de Campos Menores, de acuerdo con lo establecido en el numeral 1. del Artículo 2.2.2.2.24 "Excepciones a los mecanismos y procedimientos de Comercialización de la PTDV" del Decreto 1073 de 2015. Ver numeral 2.2.3.

17.24.1.2 SSPD

"El numeral d) se repite en el numeral h). Se debe eliminar alguno de los dos."

Respuesta:

En la nueva propuesta se corrige el error de redacción.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

17.24.1.3 SSPD

"Con respecto a la comercialización de gas importado, se tienen los siguientes comentarios:

1. La resolución no especifica como se define el respaldo físico en el caso del gas importado. Se considera que es necesario que se haga esta claridad para que exista un entendimiento común para todos los agentes.
2. Para el caso del gas importado que respalda Obligaciones de Energía en Firme, no es claro si el comercializador tiene libertad para comercializar la totalidad del gas que respalda esas obligaciones o si, por las implicaciones que tiene para el sector eléctrico, este gas no se puede comercializar."

Respuesta:

En la nueva propuesta para comentarios se incluye la definición de Respaldo Físico cuando el gas natural de origen es obtenido en el exterior.

El párrafo 4 del Artículo 2.2.2.2.1 "Prioridad en el abastecimiento de gas natural" del Decreto 1073 de 2015 establece lo siguiente:

"ARTÍCULO 2.2.2.2.1. Prioridad en el abastecimiento de gas natural. Cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, originadas en la infraestructura de suministro o de transporte, que impidan la prestación continua del servicio, los productores comercializadores, los comercializadores y los transportadores atenderán a la demanda en el siguiente orden de prioridad:

(...)

PARÁGRAFO 4. El gas natural que se importe para soportar obligaciones de energía firme de plantas termoeléctricas estará excluido de la aplicación de este artículo, salvo que (i) el gas natural de las otras fuentes de suministro no permita cubrir totalmente la demanda de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución; y siempre y cuando, (ii) no se ponga en riesgo el suministro de gas natural con destino a las generaciones de seguridad y al cumplimiento de las obligaciones de energía firme de las plantas que soportan dichas obligaciones con la mencionada fuente.

En este evento, los excedentes del gas natural importado se destinarán prioritariamente a cubrir el faltante de los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución."

De lo anterior entendemos que el gas importado para la generación termoeléctrica por generaciones de seguridad del Sistema Interconectado Nacional o para cumplir Obligaciones de Energía Firme, puede ser comercializado siempre que se cumplan las condiciones establecidas en el Párrafo en mención. Lo anterior dentro de los mecanismos de comercialización establecidos para los usuarios no regulados en el Mercado Secundario.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

17.25 SURTIGAS

17.25.1.1 SURTIGAS

"Se consideran apropiadas las disposiciones que la CREG plantea en esta materia."

Respuesta:

Ver respuesta a 17.9.1.1.

17.26 TEBSA

17.26.1.1 TEBSA

"En el literal i. punto a) del primero punto se indica que una de las maneras de negociación directa en cualquier momento del año es por medio de campos en pruebas, que no hayan declarado su comercialidad, y se enfatiza que también sean campos que no cuenten con respaldo físico, esta ultima parte aplicaría para demanda esencial, ya que según su definición, es la unica demanda que requiere respaldo físico."

En el literal iii. punto b) se entiende nuevamente que cuando se refiere a ""Compromisos contractuales Firmes o que Garantizan Firmeza con Respaldo Físico"" corresponde a la demanda esencial?

En el punto d) en el caso del gas natural importado, se entiende que la cantidad comprometida es aquella cantidad que se espera exportar? y no aquella que se encuentra firmada o negociada? En cuanto al punto f) En Colombia existen fuentes de suministro que provienen costa afuera, aquí se incluye chuchupa? o es nuevas fuentes? Por que solo se permite costa afuera y no plataforma continental?

El punto h) esta repetido con el punto d)

En el numeral 2 para los comercializadores de gas importado, tener presente que este punto debe referirse a demanda térmica".

Respuesta:

El Respaldo Físico es requerido para que los agentes productores-comercializadores, comercializadores y transportadores puedan suscribir contratos de tipo firme o que garanticen firmeza, independientemente del sector de consumo que se atienda. Así se desprende de lo establecido en el Decreto 1073 de 2015, ver pie de página del numeral 2.2.3.

En la definición de Contrato firme o que garantiza firmeza del Decreto 1073 de 2015 se observa un elemento contundente: que este tipo de contrato requiere de Respaldo Físico. Por otro lado, en el Artículo 2.2.2.2.16 "Demanda Esencial" del mismo Decreto se dice: "Los Agentes que atiendan la Demanda Esencial tienen la obligación de contratar el suministro y el transporte de

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

gas natural para la atención de dicha demanda, según corresponda, con Agentes que cuenten con Respaldo Físico. (...). Luego en su Parágrafo 1 se dice: “(...) los Agentes que atiendan la Demanda Esencial no cuenten con los contratos Firmes o que Garanticen Firmeza asumirán directamente los costos en que incurran los Agentes que por ello resulten afectados.”

Se entiende de lo anterior que los contratos de tipo firme o que garanticen firmeza están atados al Respaldo Físico y se usa indistintamente en la propuesta ambas expresiones, de modo que cuando se habla de contratos de tipo firme o que garantizan firmeza se entienden que cuentan con Respaldo Físico y cuando se habla de Respaldo Físico se entiende que se trata de contratos de tipo firme o que garantizan firmeza. Lo anterior sin que ello se limite a la Demanda Esencial.

17.27 TERPEL

17.27.1.1 TERPEL

"La flexibilidad en la comercialización de gas para los campos en pruebas juega un papel importante para incentivar la comercialidad de un nuevo campo de gas y su conexión al SNT. Por ello, los mecanismos para comercializar este gas de campos en pruebas deben apuntar a facilitar la toma de decisión de inversión que finalmente lleve a la declaración de comercialidad y posterior desarrollo de la producción del campo. Teniendo en cuenta lo anterior:

- *Se recomienda precisar la redacción del numeral i. del literal a) del numeral 1 del artículo 19, de manera que quede clara la posibilidad de que estos campos en pruebas que tengan reservas probables y posibles (2P y 3P) puedan comercializar su gas con las modalidades contractuales que garantizan firmeza. Es necesaria claridad en este aspecto, debido a que la posibilidad de contratación en firme en estos campos, impulsa en algunos casos la posterior comercialidad y viabilidad económica de un campo de gas."*

Respuesta:

Ver respuesta a 17.1.1.1.

17.27.1.2 TERPEL

"Aclarar esta disposición para los campos de offshore, con exceptuando los campos offshore antiguos."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hace mención de que sea cuando provenga de una nueva Fuente de Suministro costa afuera. Se entenderá por fuente nueva aquella que declare comercialidad con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente resolución.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

17.27.1.3 TERPEL

"Vemos con preocupación la propuesta de flexibilizar la importación de gas natural, incluyendo esta modalidad dentro de las excepciones del artículo 19, de negociación directa en cualquier momento del año, y de la excepción del párrafo del artículo 20, con la posibilidad de determinar libremente las condiciones de los contratos pactados. Entendemos la preocupación del regulador en dar señales a la demanda de suministro a largo plazo, sin embargo, la flexibilización total de las importaciones generaría asimetrías en competencia respecto de los campos de producción nacionales:

• Al incluir el 'suministro de gas natural mediante infraestructuras de importación establecidas en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural vigente', de acuerdo con el numeral ii) del literal C del numeral 2 del artículo 19, se está incurriendo en un doble incentivo, pues estas infraestructuras, incluida la planta de regasificación del Pacífico y el gasoducto Buenaventura - Yumbo, serán pagadas por la demanda que se beneficie de la misma, reconociendo incluso una tasa de descuento del 10% de acuerdo con la Resolución CREG 127/2021. Es decir, el inversionista de la infraestructura de importación del Pacífico, no tendría un riesgo asociado a la comercialización del gas eventualmente importado, teniendo en cuenta que dicha infraestructura sería paga así no se use, la capacidad de importación de 400 MPCD, y la facilidad para comercializar dicha cantidad en el mercado, que este proyecto de resolución les estaría otorgando, flexibilidad y apoyo económico que no tienen los productores nacionales para invertir capital de riesgo en la exploración y producción y comercializar su gas."

Respuesta:

Ver respuesta a 17.1.1.3.

17.27.1.4 TERPEL

"• Por otra parte, el proyecto de resolución no exige un respaldo físico con reservas para el gas importado, como si lo es exigido para la producción nacional al celebrar un contrato que garantice firmeza. Como lo han demostrado los eventos geopolíticos que acontecen desde hace unos meses, el mercado internacional de gas natural es finito y altamente volátil, lo que ha ocasionado un incremento importante en los precios internacionales de LNG."

Respuesta:

Ver respuesta a 17.1.1.4.

17.27.1.5 TERPEL

"• Como hemos expresado en anteriores comunicaciones tanto al Ministerio como a la CREG, existen otras situaciones actuales que pueden generar asimetrías en competencia a favor del gas natural importado, en particular para el sector eléctrico: (i) mientras una molécula de gas nacional que abastece una térmica incluye todos los costos que permitan recuperar las

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

inversiones de exploración y extracción, la molécula de gas importado en Cartagena sólo incluye una parte de los suyos porque parte de sus costos está subsidiado vía ingreso regulado, (ii) el gas importado para abastecer el sector eléctrico cuenta con libertad de negociación, mientras que el gas nacional está sujeto a una serie de condiciones y mecanismos para atender dicha demanda.”

Respuesta:

Ver respuesta a 17.1.1.5.

17.27.1.6 TERPEL

“Por lo anterior, sugerimos a la CREG revisar las implicaciones de la flexibilidad en la comercialización que se le estaría otorgando al GNI en materia de autosuficiencia en la producción, vulnerabilidad del país ante los mercados internacionales y las asimetrías en competencia aquí mencionadas en contra del gas natural nacional. Adicionalmente, y en específico al incentivo del artículo 19 y 20 para suministro de gas natural mediante infraestructuras de importación establecidas en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, sugerimos que, de acuerdo a lo descrito en el documento CREG 188 de 2021 que acompaña esta resolución en consulta, la comercialización del gas importado a través de Infraestructuras de Regasificación incluidas en los Planes de Abastecimiento de Gas Natural, sea regulada en resolución posterior.”

Respuesta:

Ver respuesta a 17.1.1.6.

17.28 VANTI

17.28.1.1 VANTI

“No es clara la liberalidad de la modalidad contractual, entre Fuentes de Suministro Nacionales vs Puntos de Importación que tengan esta logística GNC y GNL. Para Puntos de Importación, el parágrafo del artículo 20 exceptúa el regirse por las modalidades de contratos del artículo 8 a los comercializadores del numeral 2 literales a) y c) del artículo 19, esto es, a comercializadores de gas importado para la atención de consumo térmico (literal a) y a comercializadores de gas importado cuando se destine al servicio público de gas natural con suministro de GNC, GNL o gas metano en depósitos de carbón (literal c). Según esto, como lo entendemos, debe especificarse claramente en la resolución la liberalidad para Fuentes de Suministro nacionales, y en caso tal, incluir el literal g) del numeral 1, del artículo 19 dentro del parágrafo el artículo 20.

En cuanto a la liberalidad contractual del Gas Metano en Depósitos de Carbón (GMDC), no es clara la aplicación entre Fuentes de Suministro Nacionales vs Puntos de Importación, en lo cual estamos de acuerdo y se solicita el favor de aclarar.”

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Se acoge el comentario.

En la propuesta inicial se cometió un error de redacción al escribir literal f) del numeral 1 cuando realmente corresponde es la literal g) del numeral 1 como se puede observar en el listado del Anexo 1 del documento de soporte CREG 188 de 2021, en el que aparece en la columna “Modalidad contractual libre” que se adiciona en la fila “*Cuando los productores-comercializadores ofrezcan gas natural licuado y gas natural comprimido*” del grupo “*Gas natural nacional*” y en la fila “*Cuando se destine en general el servicio público domiciliario de gas combustible*” del grupo “*Gas natural importado*”.

Ahora bien, en la nueva propuesta la libertad de condiciones de los contratos del párrafo en mención se posibilita a aquellos contratos que no son de tipo firme o que garanticen firmeza.

18 ARTÍCULO 20. CONTRATOS OBJETO DE LAS NEGOCIACIONES DIRECTAS EN CUALQUIER MOMENTO DEL AÑO

18.1 ACP

18.1.1.1 ACP

"Sugerimos aclarar la última frase del párrafo, en específico 'En estos casos las partes definirán las condiciones de los contratos que celebren y deberán contener lo dispuesto en el Capítulo II del Título III de la presente resolución, excepto en los casos de campos en pruebas extensas y de actualización de precios para el gas natural importado.' De la redacción no se entiende si los campos en pruebas extensas no pueden definir las condiciones de los contratos que celebren, o si están exentados únicamente de lo dispuesto en el Capítulo II del Título III.

En cualquier caso, sugerimos que esta última frase del párrafo, quede igual a como estaba en la Resolución 186/2021"

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

En la nueva propuesta se establece un párrafo claro al respecto de modo que se exceptúan los campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad, cuando provenga de un campo aislado cuando provenga de Fuentes de Suministro nacionales que requieren logísticas especiales para su comercialización, como gas natural comprimido - GNC o gas natural licuado - GNL, cuando se destine a la atención de la demanda del sector térmico, en los términos señalados en la Resolución CREG 062 de 2013 y cuando se destine en general al servicio público de gas combustible.

Todo lo anterior siempre y cuando el suministro del gas que se contrate provenga de una sola Fuente de Suministro y no tenga por objeto el suministro de gas natural en firme o con garantía de firmeza de una cantidad del gas contratado. En estos casos exceptuados las partes, de común acuerdo, definirán las condiciones de los contratos que celebren.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

18.2 CANACOL

18.2.1.1 CANACOL

"El párrafo en mención establece condiciones asimétricas que afectan la libre competencia al dar libertad total de negociación a la importación y los campos off shore (incluso a un campo como Chuchupa que es un campo mayor y lleva décadas produciendo gas).

Así las cosas, esto se configura como una distorsión en el mercado, en contraposición de lo establecido en el artículo 365 de la Constitución Política, puesto que no se estaría garantizando la prestación eficiente del servicio público a todos los habitantes del territorio nacional, favoreciendo la importación de gas y los campos offshore. "

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Ver respuestas a 1.1.1.1, 1.2.1.5, 17.1.1.2, 17.1.1.3, 17.1.1.5, 17.1.1.6, 17.2.1.1, 17.14.1.8, 17.14.1.10, 17.20.1.1, 17.21.1.1, 17.24.1.3 y 17.22.1.1.

18.3 ECOPETROL

18.3.1.1 ECOPETROL

"El párrafo plantea que mientras se trate de campos en pruebas extensas, campos para los cuales no se haya declarado la comercialidad, campos aislados, campos costa afuera y gas importado 'las partes definirán las condiciones de los contratos que celebren'. A pesar de lo anterior, inmediatamente después plantea que, en todo caso, 'deberán contener lo dispuesto en el Capítulo II del Título III de la presente resolución'. Así las cosas, no es del todo claro si las disposiciones planteadas por la norma en consulta en los artículos 10 (eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña), 11 (eventos eximentes de responsabilidad), 12 (duración permisible en para suspensiones del servicio), 13 (incumplimientos), 14 (compensaciones) y 15 (actualización de precios), son aplicables o no a estas fuentes."

Respuesta:

Ver respuesta a 18.1.1.1.

18.4 ENERGY FOR THE CARIBBEAN

18.4.1.1 ENERGY FOR THE CARIBBEAN

"Se sugiere incluir todos los casos contenidos en el numeral 2 del Artículo 19 y la expresión 'de común acuerdo' con la finalidad de cumplir los objetivos de la CREG 226 de 2021 acerca de

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

incentivar una mayor oferta de gas, de fuentes nacionales o importadas y aumentar la flexibilidad en las contrataciones."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Ver respuesta a 18.1.1.1.

18.5 LEWIS ENERGY

18.5.1.1 LEWIS ENERGY

"La propuesta regulatoria tal y como esta redactada implica una contradicción.

En efecto, el artículo 20 establece cuales son los contratos y las condiciones contractuales que deben atender los contratos derivados de una negociación directa en cualquier momento del año. Ahora bien, el párrafo tiene por objetivo establecer unas excepciones a dicha obligación regulatoria y señala con precisión los casos muy particulares en los que es posible pactar tanto la modalidad contractual como las condiciones regulatorias libremente. Sin embargo, la redacción actual genera confusión toda vez que señala en el párrafo la excepción y al final señala que tales contratos exceptuados deben contener las condiciones mínimas reguladas contenidas en el capítulo II del Título III.

Respetuosamente se le solicita a la comisión aclarar que en esos casos particulares pueden fijar las condiciones contractuales que ellos pacten y como se desprende de lo anterior que es la premisa principal, no se obligue a introducir las condiciones reguladas, pues ello iría en contra de permitirle pactar las condiciones contractuales. Y se sugiere eliminar la parte final del párrafo."

Respuesta:

Ver respuesta a 18.1.1.1.

18.6 PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD.

18.6.1.1 Parex Resources Colombia LTD.

"Respecto de la regulación actual se efectúa una adición consistente en que los tipos de campos que pueden negociar gas directamente en cualquier momento del año, indicados en el Artículo 19, ahora deberían contener en sus contratos, lo dispuesto en el Capítulo II del Título III del proyecto de resolución (Fuerza Mayor, Eventos Eximentes, Compensaciones y Actualización de Precios).

Lo anterior es inconveniente en la medida en que los Campos Aislados perderán la posibilidad de pactar de forma flexible y bilateral en sus contratos en firme, los eventos eximentes de

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

responsabilidad, la duración permisible para las suspensiones del servicio, la forma de actualización de precios y las compensaciones por incumplimientos, entre otros.

Es importante resaltar la inconveniencia que ésta nueva regla traería para la oferta de gas de los Campos Aislados, que con dificultad logran competir con fuentes de gas consolidadas e interconectadas a los puntos de consumo; ya que al limitar la facultad de pactar libremente las condiciones de suministro se afecta gravemente la posibilidad de los campos aislados de viabilizar el suministro de gas al imponer condiciones gravosas para el productor de gas, que no se compadecen con las situaciones particulares que estos tipos de campos pueden tener, tales como las condiciones de acceso a los puntos de producción, bien sea por mal estado de infraestructura vial, situaciones de orden público, actos de terceros, entre muchas otras, y que tampoco tienen en cuenta las limitaciones que tiene el productor comercializador para garantizar la continuidad del suministro dada la cantidad de eventos que se tienen que sortear para acceder y mantener la producción continua en los campos aislados, las cuales no se limitan únicamente a contar con el respaldo de reservas en el subsuelo sino que abarcan todas las demás condiciones para lograr traer a la superficie el gas y lograr que efectivamente se pueda retirar el producto.

Con base en lo anterior consideramos que para los Campos Aislados al definir vía regulación cláusulas fundamentales del negocio que deben obedecer a un pacto entre las partes de manera libre y atendiendo a las condiciones particulares de cada negocio, en vez de generar seguridad jurídica que aporte a la consolidación del mercado se podría terminar causando un efecto contrario que desincentive la producción y comercialización del gas en los Campos Aislados.

Con base en todo lo expuesto solicitamos mantener el Parágrafo del Artículo 20 como se encuentra actualmente en la Resolución CREG 186 de 2020, en lo relacionado con las condiciones de los contratos de Campos Aislados; y exceptuarlos del cumplimiento del artículo 22."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Las condiciones de cumplimiento de la garantía del suministro en un contrato de tipo firme o que garantiza firmeza no pueden depender de las condiciones específicas del campo. Si ello es así, se deberían suscribir dos contratos, uno de tipo firme por una cantidad que sí se pueda garantizar y otro con interrupciones para la cantidad que no se puede garantizar. Es de esperar que los precios pactados tengan en cuenta estas consideraciones.

Los contratos firmes o que garantizan firmeza deben ser homogéneos en las condiciones mínimas establecidas por la CREG, pues ellas aplican a partir del objetivo de equilibrio de relaciones entre los agentes, como se expresa en el Artículo 2.2.2.2.26 "Condiciones mínimas de los contratos de suministro y transporte" del Decreto 1073 de 2015 cuando dice: "Con el fin de propender por el equilibrio de las relaciones contractuales entre los Agentes Operacionales, la CREG establecerá los requisitos mínimos para cada una de las modalidades de contratos previstos en la regulación.". Lo anterior más aún cuando se consideran posibles efectos de lo analizado en el numeral 2.2.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Ver el comentario y su respuesta a 17.13.1.1.

18.7 SHELL

18.7.1.1 SHELL

"El documento soporte de la Resolución 226 de 2022 establece en el punto 4.8 sobre Incentivos para nuevas fuentes o nuevos modos de suministro en el Mercado primario que '(...) Se incluyen propuestas con varios aspectos de flexibilidad e incentivos en la comercialización del gas natural proveniente de campos costa afuera (negociación directa, registro del contrato en cualquier momento del año, condiciones del contrato sin necesidad de cumplir las condiciones o requisitos mínimos establecidos por la CREG, modalidad contractual libre y comercialización conjunta), así como para el gas natural proveniente de importaciones, que buscan incentivar su comercialización con destino al servicio público de gas con el fin de promover el abastecimiento del energético, dando adicionalmente aplicación a lo establecido en el lineamiento de política del Artículo 2.2.2.412 del Decreto 1073 de 2015 (...)' (negrilla adicionada).

Sin embargo, la redacción del párrafo de la resolución que incluye este incentivo no refleja con totalidad lo propuesto por la comisión. El párrafo propuesto por la Comisión es el siguiente:

"(...) Párrafo. De esta disposición se exceptúan los casos señalados en el numeral i del literal a) del numeral 1, en los literales b) y f) del numeral 1, los literales a) y c) del numeral 2 del Artículo 19 de esta Resolución, siempre y cuando el suministro del gas que se contrata provenga de una sola Fuente de Suministro. En estos casos las partes definirán las condiciones de los contratos que celebren y deberán contener lo dispuesto en el Capítulo II del Título III de la presente resolución, excepto en los casos de campos en pruebas extensas y de actualización de precios para el gas natural importado (...)."

Adicionalmente el párrafo propuesto por la comisión limita la creación de un portafolio de gas, es decir, la flexibilidad para que un Productor Comercializador ofrezca alternativas de suministro en un contrato en aras de lograr mayor seguridad de suministro para el cliente, al establecer que de la disposición presentada se exceptúan 'los casos señalados en el numeral i del literal a) del numeral 1, en los literales b) y f) del numeral 1, los literales a) y c) del numeral 2 del Artículo 19 de esta Resolución, siempre y cuando el suministro del gas que se contrata provenga de una sola Fuente de Suministro'. Lo anterior, creemos que limita la posibilidad de desarrollar estrategias para crear un portafolio de opciones de gas que sean flexibles y respondan a las necesidades de usuarios regulados y no regulados.

Además, la creación de un portafolio de gas, que ofrezca diferentes fuentes de suministro puede incentivar al productor en desarrollar estrategias comerciales que permitan aumentar la competitividad de suministro y dar alternativas de Puntos de Entrega."

Respuesta:

Ver respuesta a 17.16.1.1 y a 4.21.1.6 respecto del cumplimiento del contrato de suministro con el uso de fuentes de suministro diferentes a las especificadas en el mismo.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

18.8 TERPEL

18.8.1.1 TERPEL

"Sugerimos aclarar la última frase del párrafo, en específico 'En estos casos las partes definirán las condiciones de los contratos que celebren y deberán contener lo dispuesto en el Capítulo II del Título III de la presente resolución, excepto en los casos de campos en pruebas extensas y de actualización de precios para el gas natural importado'. De la redacción no se entiende si los campos en pruebas extensas no pueden definir las condiciones de los contratos que celebren, o si están exep tuados unicamente de lo dispuesto en el Capítulo II del Título III.

En cualquier caso, sugerimos que esta última frase del párrafo, quede igual a como estaba en la Resolución 186/2021"

Respuesta:

Ver respuesta a 18.1.1.1.

19 ARTÍCULO 21. MECANISMO DE ASEGURAMIENTO DE LA DEMANDA ESENCIAL, MADE

19.1 ACOLGEN

19.1.1.1 ACOLGEN

"Frente a las modificaciones propuestas al mecanismo de comercialización (art 21) estamos de acuerdo con una periodicidad trimestral, toda vez que da la posibilidad de contratar teniendo en cuenta posibles periodos de baja hidrología, que reconocen la operación del parque térmico. Sin embargo, nos quedan dudas sobre la metodología de cálculo utilizada para la definición de la situación de déficit. Para este cálculo, la CREG realiza un balance agregado nacional desde 2017, y se ha encontrado que la oferta ha estado en general en un 6% por encima de la demanda, no obstante, la realidad de la oferta es diferente en el mercado del interior como en el de la costa tal como lo reconoce la comisión, al establecer que los balances que realice el Gestor del Mercado deberán realizarse por puntos de referencia. En este sentido, consideramos necesario que el cálculo del balance comercial de referencia del 94% para activar una condición de subasta trimestral, se revise y calcule de manera independiente entre los nodos de la costa(superavitarios) y los nodos del interior (deficitarios), lo cual mostraría valores más exigentes para la oferta en el interior, superiores a un 6% sobre la demanda para activar tal condición. Para la Asociación existen claras diferencias entre las dos regiones sobre las condiciones de oferta, por lo menos hasta que exista una nueva fuente de gas nacional o importado que equilibre la oferta del interior, o sea físicamente posible la interconexión de los dos sistemas o, lo que vemos más eficiente aún y es migrar a un esquema de remuneración Entry -Exit en transporte, en donde sea posible adquirir gas desde cualquier fuente disponible evitando el arbitraje del transporte, y que haría posible un balance comercial agregado dado que en teoría sería posible comprar gas desde cualquier fuente disponible.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

De otra parte, hacer más exigente el valor de oferta para evitar una subasta en un determinado trimestre, podría incentivarlo a colocar más gas de sus reservas sobre la mesa, para poder seguir negociando bilateralmente."

Respuesta:

Sobre el contenido del comentario hay que hacer varias aclaraciones:

- La CREG no ha encontrado que la oferta ha estado en general en un 6% por encima de la demanda. Lo que observó la CREG y se muestra en la gráfica 9 del numeral 4.10.2 "Aseguramiento de la Demanda Esencial" del documento soporte CREG D-188 de 2021 es que, para un mismo período futuro de las diferentes declaraciones de potencial de producción realizadas al MME entre 2018 y 2021, se observa que hay un incremento del 6,2% en promedio aritmético. Es decir, el potencial de producción para un período futuro, por ejemplo el año de gas dic 2025 a nov 2026, muestra un incremento en esos 4 años (entre la declaración de 2018 y la declaración de 2021) del 31%, por lo que en un año el incremento promedio simple sería de 7,8%. Así se hacen las demás observaciones para años de gas futuros y se obtiene el 6,2%. No se hace entonces una comparación de oferta y demanda sino solo del incremento del potencial de producción.
- Se parte de la presunción que la oferta nacional estará disponible en cualquier punto del SNT como consecuencia de la implementación de los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural adoptado por el MME y de iniciativa de los agentes actuales y futuros, precisamente por las señales de largo plazo que se esperan percibir de los balances trimestrales, la formación de precios de acuerdo con los mecanismos de comercialización propuestos, la contratación de largo plazo y demás señales e incentivos propuestos.
- Sin embargo, para la propuesta inicial se estaría asumiendo que el comportamiento de crecimiento total del potencial de producción nacional mantiene la tendencia observada entre 2018 y 2021, lo cual no es lo más adecuado.

Una vez analizados los comentarios en general y la armonía con otros ajustes, en la nueva propuesta ya no se incluye el cociente inicialmente propuesto de 0,96 para evaluar si hay o no un déficit de oferta comercial, es decir, negociable mediante contratos físicos. Para los balances comerciales que se hagan en cada trimestre de negociación de cada uno de los siguientes veinte trimestres estándar siguientes al trimestre de negociación, se utilizará la información obtenida por el Gestor del Mercado de las declaraciones de vendedores y compradores del Mercado Primario, tal cual, y si los valores totales sumados de PTDVF y CIDVF son superiores o iguales a las cantidades requeridas por los compradores en la segunda instancia de declaración al Gestor del Mercado, el balance comercial para ese punto de referencia y ese trimestre estándar será superavitario. En caso de un resultado contrario, el balance comercial será deficitario.

Para lo anterior, los agentes compradores deberán considerar la dinámica que se puede observar en las declaraciones de producción que presentan los vendedores del Mercado Primario al MME y en los resultados de las negociaciones que se dan en cada trimestre de negociación. Cada resultado de un proceso de negociación trimestral sirve de información para que en los siguientes trimestres de negociación se acuerden cantidades y precios de trimestres futuros de suministro, tanto para los vendedores en función de realizar mayores inversiones en sus programas de

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

desarrollo de los campos de producción existentes y para decisiones de comercialidad de campos en evaluación, como para los compradores en función del crecimiento observado del consumo de su demanda actual y del consumo potencial de nuevos usuarios. De por medio también ambos tipos de agentes deben considerar la expansión del SNT y de otros modos de suministro del gas natural, tales como el caso del GNC y del GNL.

19.2 ACP

19.2.1.1 ACP

"• El mercado de gas natural en Colombia está concentrado en dos regiones y pocos puntos de entrega, o para el caso del MADE, puntos de referencia donde se realizarían los balances trimestrales de oferta y demanda de gas. Los puntos de referencia resultantes de los análisis que realice el Gestor del Mercado, y posteriormente los balances de oferta / demanda, podrían ser distorsionados, debido a que puede existir el caso en el que se reporte una PTDVF excedentario en un punto de referencia donde la mayor parte de la demanda no sea esencial, y en otro punto de referencia ocurra lo contrario (mayor demanda esencial, baja PTDV), pero que en la práctica y realidad operativa, puedan suplirse las necesidades de la demanda esencial en un punto deficitario, desde un punto excedentario, sin necesidad de acudir a un proceso de subasta que genere percepción de desabastecimiento en algunas zonas del país."

Respuesta:

En la nueva propuesta el Gestor del Mercado deberá establecer los Puntos de Referencia, con base, entre otros aspectos, en los diferentes puntos de entrega identificados en los contratos de suministro de gas actualmente registrados y en los puntos de entrega reportados por los vendedores, reportados por éstos en la declaración de cantidades al Gestor del Mercado. Asimismo, debe considerar que los puntos de entrega que conformen un punto de referencia estén conectados a un mismo sistema de transporte o a otros sistemas de transporte interconectados en el STN. Finalmente debe considerar que un Punto de Referencia puede conformarse con uno o varios de los Puntos de Entrega. Además, se establece que el Gestor del Mercado podrá establecer los puntos de referencia utilizando criterios adicionales a los mencionados en la presente resolución, siempre que hayan sido acordados con los vendedores del mercado primario y consultados con los compradores del mismo mercado. Ver numeral 4.11.1.

Con respecto a la posible distorsión que se menciona en el comentario, si en la práctica y realidad operativa se encuentra que las necesidades de parte de la demanda total de un punto deficitario pueden suplirse desde un punto excedentario, se evidencia entonces que tales puntos realmente se pueden agrupar en un solo punto de referencia, y eso es lo que debe analizar continuamente el Gestor del Mercado junto con los agentes. Lo anterior sobre todo porque en el futuro empezarán a entrar en operación proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, que permitirán varias unificaciones.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

19.2.1.2 ACP

“Aún hay poco entendimiento del MADE y no se conocen ejercicios o pruebas prácticas previas que demuestren la efectividad de este mecanismo bajo los términos propuestos. Al respecto es necesario que se realicen análisis de los posibles puntos de referencias y balances teniendo en cuenta las declaraciones de producción actuales, para evaluar la conveniencia o no, de este mecanismo para el mercado.”

Respuesta:

El MADE consta de dos etapas: una etapa inicial de información, de declaraciones de oferta de cantidades en firme y de requerimientos de compra de la demanda, de desarrollo de balances entre las dos cantidades y de publicación de los resultados de los mismos. En la segunda etapa se desarrollan las negociaciones o procesos de asignación de cantidades mediante mecanismos de comercialización bien sea directos o establecidos por la CREG; en forma adicional, dependiendo de los resultados de los balances, se establece un mecanismo a aplicar en cualquier tipo de fuente de suministro sin excepción, para priorizar la asignación de las cantidades declaradas por los compradores requeridas para atender la Demanda Esencial.

El Gestor del Mercado deberá coordinar y adelantar un ejercicio de simulación de la realización del balance comercial del Artículo 21 de la propuesta regulatoria, dentro del mes calendario siguientes a la fecha de publicación de Resolución definitiva. Sin embargo, el Gestor puede desarrollar más ejercicios de los establecidos, con el fin de determinar puntos de referencia.

En cuanto al mecanismo centralizado de la subasta que se propone para las fuentes de suministro obligadas al uso de los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG, este es adaptado del original establecido en el Anexo 5 de la Resolución CREG 089 de 2013, que posteriormente fue adaptado para las subastas anuales de los contratos de las modalidades C1 y C2 y que ya fue utilizado por el Gestor del Mercado, es decir, que ya conocen los agentes su funcionamiento.

19.2.1.3 ACP

“Los mecanismos actuales para garantizar que los usuarios regulados se contraten en firme, han sido efectivos. De acuerdo con los procesos de comercialización resultantes de los últimos años, esta demanda ha sido efectiva en contratarse a largo plazo durante las etapas de negociación directa bajo el esquema actual de comercialización. Eso ha llevado a que en los procesos de comercialización de 2020 y 2021, no se hayan presentado solicitudes de reserva de cantidades para usuarios regulados. De igual manera, en los procesos de comercialización de 2018 y 2019, se efectuaron reservas de cantidades para usuarios regulados por 20,2 GBTUD y 8 GBTUD respectivamente, siendo efectivo el mecanismo actualmente aplicado, tanto del periodo de negociaciones directas, como del periodo de reserva de cantidades para usuarios regulados.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Ver numeral 2.2.3.

Por otra parte, la Demanda Esencial no solo incluye parte de la demanda regulada sino también demanda de usuarios no regulados, que actualmente no estarían cobijados por el mecanismo vigente de separación de cantidades para la demanda regulada.

19.2.1.4 ACP

“Bajo el esquema de MADE propuesto, al incluir el consumo de refinerías por ser demanda esencial, podría generarse una distorsión en algunos puntos de referencia, principalmente por el gran consumo de las dos refinerías en dos puntos donde en algunos casos existan pocos campos, o campos de un solo productor, que podrían ver su producción comprometida con una sola demanda, en este caso, de refinería. Este es un riesgo que vale la pena ser analizado preliminarmente ante de una eventual implementación de este mecanismo.”

Respuesta:

En el Artículo 2.2.2.2.16 “Demanda Esencial” del Decreto 1073 de 2015 se establece que “(...) las cantidades de gas declaradas en virtud del artículo 2.2.2.2.21 (realmente es el Artículo 2.2.2.2.20) de este Decreto y que se destinen para la atención de la demanda de gas natural para las refinerías tendrán el tratamiento de contratadas para los efectos de este artículo.” A su vez el Artículo 2.2.2.2.20 establece lo siguiente:

“ARTÍCULO 2.2.2.2.20. El productor o productor-comercializador declarará en los términos previstos en el artículo siguiente las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, de las que sea propietario y que sean destinadas para su propio consumo.”

Actualmente en las declaraciones de producción que se entregan al MME, el productor especifica en una fila dedicada del formato en Excel, las cantidades de gas que separa para el consumo propio destinado a refinerías, como una parte de la declaración de la producción comprometida PC. De este modo, esas cantidades se descuentan del potencial de producción con lo que se obtiene una PTDV que ya no incluye los consumos de refinerías. Es por ello que hoy en día puede ocurrir que la producción de un campo de producción se dedique completamente al consumo de refinería y nada se coloque como potencia de venta.

Lo que no debe ocurrir es que el productor-comercializador realice el descuento de cantidades de consumo en refinerías y que las refinerías como usuarios no regulados, declaren al Gestor del Mercado requerimientos de cantidades para atender el consumo de refinerías, siendo que ya han sido descontadas. Es por ello que en la nueva propuesta se establece que los vendedores que presentan declaración de PTDVF para una o varias fuente de suministro, para cualquiera de los trimestres de suministro siguientes, que pueden declarar al Ministerio de Minas y Energía como producción comprometida PC las cantidades requeridas para tales propios consumos y que en ese caso pertenecen a la Demanda Esencial en los términos de lo establecido en el Artículo 2.2.2.2.20 del Decreto 1073 de 2015, no podrán informar al Gestor del Mercado requerimientos de compra de cantidades para atender tales propios consumos para esos mismos

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

trimestres y para los puntos de referencia en los que se incluyen las fuentes de suministro para las que declaró PTDVF.

19.2.1.5 ACP

“Algunos productores tienen vigentes contratos de transporte, los cuales fueron firmados antes de la resolución CREG 185 de 2020. ¿Cómo se articula esta situación en el MADE?”

Respuesta:

En la propuesta de resolución de ajustes del Mercado Mayorista de suministro de gas natural no se incluyen normas que corresponden a la comercialización de la capacidad de transporte de gas natural, que como se menciona en el comentario son objeto de resolución aparte.

19.3 ALCANOS

19.3.1.1 ALCANOS

“Dentro de la regulación no es claro la distinción entre las definiciones de entre el trimestre estándar de negociación, y el trimestre estándar de ejecución del contrato.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta de incluye las definiciones de cada trimestre estándar.

19.3.1.2 ALCANOS

“No hay señal de precio desde el principio del proceso de comercialización por parte de los productores en el MADE”

Respuesta:

El proceso de negociación se repite una y otra vez en cada trimestre de negociación. El resultado de un proceso de negociación trimestral (cantidades, precios) puede servir de referencia para los siguientes procesos de negociación. En el MADE se establecen dos instancias de declaración de las cantidades a comprar por parte de los compradores, en que no se determina obligación alguna sobre los mínimos a contratar para atender la demanda de los trimestres de suministro futuros. Así, un comprador puede distribuir en varios trimestres de negociación las cantidades a comprar para ser suministradas en un mismo trimestre futuro, de modo de lograr la asignación de cantidades a contratar mediante negociación directa o mediante subasta centralizada, considerando la evolución de su propias estimaciones de demanda futura, de crecimientos de PTDVF/CIDVF y de los efectos de la implementación de los proyectos adoptados en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, entre otros factores..

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Ver numeral 4.11.1.

19.4 ANDEG

19.4.1.1 ANDEG

“La propuesta del MADE fomenta indirectamente a que el Mercado primario sea un mercado estático, basado en contratación firme de agentes particulares y coberturas de obligaciones, mientras que se plantea un mercado secundario como un esquema de compra/venta de excedentes ocasionales ante eventos específicos, reduciendo de esta forma, el volumen y liquidez del mercado mayorista de gas natural. Así las cosas, la propuesta general de la Resolución CREG 226 afecta no solo al titular de los contratos sino también a aquellos que requieren suministro en el mercado diario.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Se considera que la propuesta lleva a un mercado primario y a un mercado secundario mucho más dinámicos, no solo en razón a la mayor frecuencia de períodos de negociación para contratar el suministro parcial o total de cualquiera de los veinte trimestres estándar siguientes al trimestre de negociación, sino a la inclusión de la demanda a contratar, a las cantidades variables de demanda en diferentes trimestres, a la liberación de fórmulas de actualización de precios, a la incorporación de otras fuentes de suministro, al desarrollo de los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, y, en general, a los demás ajustes que se proponen al esquema actual.

Ver numeral 4.11.1.

19.4.1.2 ANDEG

“Insistimos en la importancia de asegurar la realización del balance por parte del Gestor de Gas, una vez conocida la información de la próxima declaración de oferta por parte de los productores-comercializadores.”

Respuesta:

El balance comercial se repite en cada trimestre de negociación, para lo cual se requiere a los productores-comercializadores y comercializadores de gas importado sus declaraciones de PTDF y/o CIDF. Es de tener en cuenta que los productores-comercializadores pueden actualizar sus declaraciones de producción sin que sea únicamente el 31 de marzo de cada año, según se establece en el Artículo 2.2.2.2.22 del Decreto 1073 de 2015 que se transcribe a continuación:

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

“ARTÍCULO 2.2.2.2.22. Actualización de la declaración de producción. Todos los productores, los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado obligados a declarar conforme a lo previsto en el presente Decreto, **deberán actualizar su declaración exponiendo y documentando las razones que la justifican, por variación en la información disponible al momento de la declaración y/o inmediatamente se surta un procedimiento de comercialización**, conforme a lo previsto en este Decreto.” (subrayado con resaltado fuera de texto)

19.5 ANDESCO

19.5.1.1 ANDESCO

"Vemos relevante las señales económicas a largo plazo, por lo tanto, consideramos que una acotación a máximo 40 trimestres estándar para prórroga de los contratos de suministro podría ir en contravía de este objetivo. Lo anterior, teniendo en cuenta que, por ejemplo, para el desarrollo de proyectos costa afuera que podrían requerir infraestructura para GNL, se necesitarían este tipo de señales para su inversión."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Ver respuesta a 1.6.1.1.

19.5.1.2 ANDESCO

“Adicionalmente, vemos con preocupación el Mecanismo de Aseguramiento de la Demanda Esencial de comercialización en situaciones de potencial escasez, principalmente por la ausencia de una señal de precio asociada a dicho mecanismo. En ausencia de dicha señal de precio, no es claro que las solicitudes de cantidades de los agentes al productor sean vinculantes. La ausencia de señales de precios puede llevar a los agentes a realizar subastas innecesarias; por lo tanto, vemos pertinente modificar el diseño de este mecanismo como una herramienta efectiva de asignación en situación de escasez, para lo cual sugerimos evaluar, por ejemplo, una asignación a prorrata de las cantidades y un precio regulado para la demanda esencial.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Ver respuesta a 19.3.1.2.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

19.6 ANDI

19.6.1.1 ANDI

“Mecanismo de aseguramiento de la demanda esencial, MADE. Consideramos que la prórroga hasta por 10 años de los contratos exclusivamente de la demanda esencial y/o de la demanda termoeléctrica, genera discriminación con respecto a la demanda industrial. Para recordar, el gas natural representa el 29% de la canasta energética del sector industrial, la cual no tiene alternativas para abastecer sus necesidades de energía térmica, cumpliendo los compromisos de Gobierno Nacional con la comunidad internacional.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Ver respuesta a 1.6.1.1.

19.7 ASOENERGIA

19.7.1.1 ASOENERGIA

“Consideramos totalmente inconveniente la intervención del Gestor del Mercado para realizar balances comerciales y, en ese sentido, el procedimiento del Mecanismo de Aseguramiento de la Demanda Esencial propuesta para la contratación del gas en firme. Lo anterior, dado que dicho procedimiento está incentivando a una escasez ficticia y, por ende, a la realización de subastas que conllevan a incrementos en los precios del suministro de gas natural. Además, teniendo en cuenta que de por sí el mecanismo planteado es ya una propuesta para regular la escasez. En este caso, la propuesta de que el productor, en primera instancia, desagregue la disponibilidad del gas natural por modalidad contractual y por tipo de gas natural puede conllevar a que dicha disponibilidad sea repartida en modalidades contractuales o tipos de gas diferentes a las necesidades de la demanda puede conllevar a un balance deficitario ficticio. Es necesario evitar cualquier tipo de situación de escasez, sobre todo ficticia, y lo anterior solo se puede realizar dándole la oportunidad y la confianza a los mismos participantes del Mercado Primario para que la gestionen y la resuelvan en una primera instancia y no a través de mecanismos rígidos e intervencionistas, con apariencia de transparentes, que terminan siendo, al final, en un obstáculo para el desarrollo de un mercado eficiente.”

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

Los balances comerciales que se proponen realizar trimestralmente buscan lograr mayor eficiencia en los procesos de negociación de los agentes vendedores y compradores del Mercado Primario. Como se explica en el numeral 4.11.1 del presente documento, la propuesta no establece cantidades o porcentajes mínimos a ser requeridas por los compradores para la atención de los consumos esperados futuros de los usuarios que atienden o de sí mismos, en el caso de usuarios no regulados. En ese sentido, los balances comerciales que se realizan

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

trimestralmente tienen una sola instancia de declaración de oferta de los vendedores y dos instancias de declaración de requerimientos de suministro de los compradores, estando de por medio entre estas dos instancias de los compradores, la publicación por parte del Gestor del Mercado de las cantidades totales ofertadas y las cantidades totales deseadas de compra para cada uno de los siguientes veinte trimestres estándar, en cada punto de referencia. Lo anterior ayuda al comprador a determinar si se mantiene en sus cantidades deseadas a requerir o si se reduce y deja para posteriores trimestres de negociación las cantidades requeridas a declarar en la segunda instancia ante el Gestor del Mercado.

A medida que se va acercando al trimestre estándar de ejecución que se desea contratar la dinámica de los procesos de negociación llevará a que el precio pueda ser superior o inferior respecto del alcanzado en trimestres de negociación anteriores, para cada una de las fuentes de suministro de un mismo punto de referencia. No se puede predecir si será superior o será inferior, pues como se ha mencionado, los productores pueden hacer inversiones mayores para aumentar la capacidad de producción y procesamiento del gas ante precios negociados en procesos previos para una fuente de suministro y los compradores pueden realizar ajustes a la baja para atender la demanda futura, y así otras situaciones que no son predecibles sino a medida que se hace más cercano el trimestre en que se requiere el suministro.

Por otro lado, en la propuesta de la Resolución CREG 226 de 2021 no se establece como criterio de determinación del balance comercial (superavitario o deficitario) para un trimestre futuro y un punto de referencia, con base en cada una de las modalidades contractuales ofrecidas por el vendedor o requeridas por el comprador, como se entiende del comentario recibido. Sin embargo, el texto publicado puede no haber sido suficientemente claro al respecto. Se ha precisado que el balance comercial se hace con base en las cantidades ofrecidas PTDVF y CIDVF en unidades de energía (MBTUD) y las cantidades requeridas en la segunda instancia de declaración de los compradores, también en unidades de energía (MBTUD), lo que hace irrelevante en el momento de realizar el balance la modalidad contractual o la forma del suministro del gas natural.

Acogiendo parte del comentario, en la nueva propuesta se elimina la discriminación que se requería en la propuesta inicial hacer a los vendedores y a los compradores, sobre la modalidad contractual y se mantiene la declaración para la forma del suministro (gas en estado natural, GNC o GNL), tanto de los vendedores como de los compradores. El balance comercial se realizará con base en las cantidades energéticas (MBTUD) de la PTDVF y de la CIDVF y de las cantidades requeridas para compra también en unidades de energía (MBTUD) para cada uno de los veinte trimestres estándar siguientes al trimestre de negociación y para cada punto de referencia determinado.

19.7.1.2 ASOENERGIA

“En este caso, otro factor que puede generar o incentivar a una escasez ficticia es el hecho de la intervención del Gestor del Mercado para efectos de definir los puntos de referencia. Es importante considerar, en este caso, que la función del Gestor del Mercado es la ‘prestación de los servicios de gestión del mercado primario y del mercado secundario’ y, claramente, la toma tomar decisiones como en este caso la de la definición del punto de referencia para efectos de realizar los balances comerciales no es una prestación de un servicio más sí una extralimitación de las funciones del Gestor y una intervención del desarrollo eficiente del mercado.”

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

No se acoge el comentario.

En los ajustes propuestos se establecen servicios específicos al Gestor del Mercado, el cual cuenta con la información de los contratos, de las cantidades ofertadas, de las cantidades requeridas, de los puntos de entrega propuestos y de las condiciones propias de gestión del Mercado Mayorista.

Ver respuesta a 4.7.1.3.

19.7.1.3 ASOENERGIA

“Además de considerar los aspectos anteriormente mencionados en relación con la escasez ficticia y sus implicaciones, el mecanismo propuesto, teniendo en cuenta que obliga al comprador a publicar sus necesidades sin un previo conocimiento del precio, conlleva a que se tomen decisiones inadecuadas como lo son la realización de una subasta, con las implicaciones que esto conlleva y, en ese sentido, al desarrollo ineficiente del precio de gas natural en el mercado.”

Respuesta:

Ver respuesta a 19.5.1.2.

19.7.1.4 ASOENERGIA

“Consideramos que el hecho de comprometerse a un valor ‘máximo’ para el caso de requerirse una subasta y considerando el proceso establecido, el cual establece el mecanismo obligatorio de subasta ante un balance deficitario, lo anterior sin establecer previamente el precio del gas natural en el mercado, es otro factor que puede conllevar a una escasez ficticia. Ante un precio no competitivo de gas natural, se puede dar el caso de que el comprador no decida realizar la compra del gas natural, lo cual puede conllevar a que, al final, no exista el ‘déficit’ calculado. Sin embargo, dado que el mecanismo propuesto revela el precio después de la decisión de realizar una subasta o no, lo anterior conlleva a que se genere una subasta sin necesidad de hacerla, con las implicaciones en el precio del gas natural que conlleva este tipo de mecanismos.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Para la propuesta publicada por la CREG en la Resolución 226 de 2021, se considera que las cantidades requeridas por el comprador declaradas al Gestor del Mercado en la segunda instancia para un punto de referencia dado y para un trimestre estándar de ejecución dado, son aquellas que el comprador necesariamente debe adquirir porque considera que no puede esperar más trimestres de negociación futuros para asegurar ese suministro, siendo este el caso más evidente el de la Demanda Esencial de usuarios regulados.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Si el vendedor declara un precio de reserva para una fuente de suministro que hace parte de ese punto de referencia, con un valor considerado alto, en cumplimiento de las reglas de comportamiento establecidas en la Resolución CREG 080 de 2019 o aquellas que la modifiquen o sustituyan y sin que pueda conocer el vendedor en el momento de su declaración de precios de reserva si hay cantidades suficientes en ese punto de referencia no solo para atender la Demanda Esencial requerida sino también para atender parte de las cantidades requeridas por la demás demanda, puede ocurrir que el vendedor no venda en la subasta los excedentes para la demás demanda de gas natural para el trimestre estándar de ejecución futuro, al menos en ese trimestre de negociación; en ese caso se deben suscribir los contratos para atender las cantidades de la Demanda Esencial requerida en la segunda instancia de declaración de los compradores al Gestor del Mercado, a ese precio de reserva.

Si en un trimestre de negociación posterior ocurre de nuevo que para el mismo trimestre estándar de ejecución futuro se requiere aplicar el mecanismo de subasta centralizada y el vendedor declara un precio de reserva inferior al declarado en la oportunidad anterior para esa misma fuente de suministro y ese mismo trimestre estándar de ejecución, podría estar incurriendo en una violación a las reglas de comportamiento. Incluso cuando se da el caso que para trimestres de suministro anteriores o posteriores al trimestre con balance comercial deficitario, haya contratado en negociaciones directas, precios inferiores para la misma fuente de suministro.

En el caso anterior, a pesar de que no hay asignaciones de cantidades subastadas, sí quedan esas mismas cantidades disponibles para la venta en los trimestres de negociación siguientes. Es posible entonces que en futuros trimestres de negociación se diese el caso de que, para el mismo trimestre futuro de suministro, mismo punto de referencia y misma fuente de suministro se presente un balance comercial superavitario, que lleva a proceder con negociaciones directas, que deberían llevar a precios superiores al precio de reserva declarado en el anterior trimestre de negociación en que se dio el balance deficitario con resultados de subasta sin asignación de cantidades para la demanda que no es Demanda Esencial requerida. Sería bastante extraño que se diese el caso de que en negociaciones directas el precio negociado sea inferior al precio de reserva declarado para esa misma fuente de suministro y ese mismo trimestre estándar de ejecución, siendo que el precio de reserva se define como precio mínimo al cual se ofrece para la venta un producto en una subasta. Por ello se espera que el Precio de Reserva realmente refleje el precio mínimo al cual mínimo que un vendedor puede ofrecer para la venta gas natural en una subasta o en un mecanismo de concurrencia de interesados en comprar gas

19.7.1.5 ASOENERGIA

“En consideración con lo establecido en el literal i (del presente excel), el caso excedentario está estableciendo un mecanismo de asignación mas no un mecanismo del desarrollo eficiente de un precio de gas natural entre una oferta y una demanda.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

En el caso de resultar un trimestre estándar de ejecución con balance excedentario, proceden las negociaciones directas entre vendedores y compradores, en el que las partes pueden negociar libremente el precio con las cantidades que se negociarían de un modo bastante similar al que hoy en día se negocian directamente.

Lo que no puede ocurrir es que un comprador no logre negociar las cantidades requeridas declaradas al Gestor del Mercado para un punto de referencia en la segunda instancia. Es por ello que en la nueva propuesta se establecen dos etapas de negociación cuando se da el caso de un trimestre superavitario.

19.7.1.6 ASOENERGIA

“Celebramos el cambio en el sentido de que flexibiliza el mecanismo de contratación al darle la posibilidad a los agentes de negociar el gas natural más de una vez al año.”

Respuesta:

Se deben tener en cuenta los ajustes realizados en la nueva propuesta.

19.7.1.7 ASOENERGIA

“Celebramos el cambio en el sentido de que flexibiliza el mecanismo de contratación al dar la posibilidad de contratar como mínimo un mes en firme y no un año. Sin embargo, solicitamos que dicha contratación sea posible en todos los meses del año.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Con la propuesta es posible la contratación de duración de un mes en todos los meses del año, solo que, dependiendo de la condición de oferta, la antelación de la negociación de tales contratos es como máximo de un trimestre, que es cada trimestre estándar de negociación anterior al mes del siguiente trimestre sobre el que se desea negociar un contrato de duración mensual.

En la nueva propuesta se adicionó la posibilidad que en un trimestre de negociación no solo se negocien cantidades de contratos de duración mensual para el siguiente trimestre estándar de ejecución que se pueden registrar ante el Gestor del Mercado en las condiciones establecidas para ello, sino que también se pueden negociar cantidades para ser suministradas durante el mismo trimestre de negociación, si para el segundo o tercer mes de ese trimestre estándar de negociación existe aún disponible PTDVF y/o CIDVF declarada en el trimestre estándar de negociación anterior.

Un ejemplo de lo anterior es el siguiente:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

- Un vendedor declara al Gestor del Mercado en el plazo establecido, en un trimestre estándar de negociación, una PTDVF, así:

Nombre del campo: Gaseoso

Declaración realizada en el trimestre de negociación septiembre a noviembre de 2024

Año	Mes	PTDVF [MBTUD]
2024	octubre	2
2024	noviembre	4
2024	diciembre	12
2025	enero	11
2025	febrero	10
2025	marzo	20
2025	abril	19
2025	mayo	18
	...	
	...	
2029	septiembre	0
2029	octubre	0
2029	noviembre	0

En este ejemplo, se pueden negociar las cantidades PTDVF de octubre (2) y noviembre (4) de 2024, que son cantidades a suministrar en el segundo y tercer mes del trimestre de negociación.

Para el punto de referencia asignado a la fuente de suministro, se asume que se encontró balance superavitario en todos los trimestres de suministro siguientes al trimestre estándar de negociación, así que se pueden desarrollar negociaciones directas. Después de negociadas las cantidades trimestrales en forma directa, la PTDVF le queda así:

Año	Mes	PTDVF [MBTUD]
2024	diciembre	3
2025	enero	2
2025	febrero	1
2025	marzo	10
2025	abril	9
2025	mayo	8
	...	
	...	
2029	septiembre	0
2029	octubre	0
2029	noviembre	0

En este ejemplo, quedan cantidades disponibles para negociar contratos para suministro en diciembre de 2024 (3), enero de 2025 (2) y febrero de 2025 (1). Se realizan las negociaciones de contratos mensuales para diciembre (2), enero (2) y febrero (0) y queda la siguiente PTDVF:

Año	Mes	PTDVF [MBTUD]

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

2024	diciembre	1
2025	enero	0
2025	febrero	1
2025	marzo	10
2025	abril	9
2025	mayo	8
	...	
	...	
2029	septiembre	0
2029	octubre	0
2029	noviembre	0

Por ello, en el siguiente trimestre de negociación de diciembre 2024 a febrero 2025, asumiendo que el potencial de producción no cambia, se tendría esta declaración del vendedor para esta fuente, a partir de lo cual se repite el ciclo anterior:

Año	Mes	PTDVF [MBTUD]
2025	enero	0
2025	febrero	1
2025	marzo	10
2025	abril	9
2025	mayo	8
	...	
	...	
2029	septiembre	0
2029	octubre	0
2029	noviembre	0

En la nueva propuesta se incluye que no será evento eximente las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos.

19.8 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

19.8.1.1 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Falta precisar los criterios con base en los cuales el Gestor del Mercado determinará los Puntos de Referencia en los cuales se realizará el balance de la oferta.”

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

Ver respuesta a 19.2.1.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

19.8.1.2 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Se requiere de precisiones sobre el Mecanismo de Aseguramiento de la Demanda Esencial MADE, Numeral 1:

Literal b) Se sugiere aclarar si la publicación que realiza el Gestor del Mercado referente a la PTDFV/CIDVF deberá incluir el nombre del (de los) vendedores para cada punto de referencia en los que hay disponibilidad de oferta, es decir, si a cada operador se le asocia sus cantidades respectivas.”

Respuesta:

Al nombre del vendedor de un punto de referencia no se le debe incluir las cantidades de PTDFV y CIDVF que éste oferta, solamente se enuncia, y el Gestor también publica las cantidades totales de PTDFV y CIDVF de todos los vendedores de ese mismo punto de referencia. En la nueva versión se añade más claridad en el texto.

19.8.1.3 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“- Así mismo, se recomienda evaluar hasta que punto es factible para el productor – comercializador determinar el medio de transporte en el que se ofrece el suministro de gas, mas aun si no debe tener participación en la actividad de transporte.”

Respuesta:

El vendedor no ofrece un modo de transporte, sino una forma de suministro, dependiendo de si su fuente de suministro está conectada al SNT o no, y la capacidad de transporte de esa conexión en caso de que exista. Lo que parece ser normal actualmente es que el vendedor ofrezca el gas en estado natural a entregar en un punto de entrada al SNT si existe y es responsabilidad del comprador tomar ese gas en ese punto de entrada al SNT. Si no existe acceso al SNT el vendedor puede contemplar la venta en otras formas como las mencionadas GNC o GNL, pero ello implica un costo adicional en el precio de venta.

19.8.1.4 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“- De otra parte, dado que la norma prevé la posibilidad de adelantarse negociaciones en un horizonte de hasta 40 trimestres posteriores al trimestre de negociación, se recomienda acotar dicho periodo a los trimestres que cuenten con Declaración de Producción publicada por el Ministerio de Minas y Energía.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se establece incluso que los vendedores pueden declarar cantidades PTDFV/CIDVF siempre que de ellas se haya hecho previamente declaración al MME, de modo

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

que si el MME modifica el período de declaración que deben realizar los productores, no haya necesidad de modificar el período de 40 trimestres.

19.8.1.5 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“- Se solicita aclarar si los productores-comercializadores deben declarar al Gestor del Mercado en cero (0) la PTDVF expresamente o si la no declaración de PTDVF se entendería como una declaración de no disponibilidad.”

Respuesta:

Los productores-comercializadores deben declarar en cero la PTDVF y la CIDVF cuando ello corresponda, tal como declaran al MME en cero el potencial de producción y/o la PTDV. De tal modo que no haya lugar a duda que no hay ofrecimiento de cantidades.

19.8.1.6 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“- Se sugiere desarrollar un debido proceso para la definición de los Puntos de Referencia en consenso con los productores-comercializadores de manera que su conformación definitiva resulte del trabajo conjunto entre el Gestor y estos operadores.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Ver respuesta a 19.2.1.1.

19.8.1.7 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“- Tal como se indicó para las definiciones de PTDVF y CIDVF se sugiere exigir la declaración de la demanda por parte de los compradores en unidades de MBTUD (Millones de BTU por día)”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

A pesar de que las declaraciones de producción que se entregan al MME en GBTUD, por lo que la PTDV se declara también en GBTUD, en la nueva propuesta se hace la modificación de las unidades de energía a utilizar, considerando que son las que se han venido utilizando de tiempo atrás y podría llevar a la necesidad de realizar modificaciones en formatos Excel que podrían generar errores inconvenientes.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

19.8.1.8 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“ Solicitamos aclarar lo descrito en el ordinal (ii) del literal f) del numeral 1 referente a la metodología de determinación del balance comercial por cuanto se establece que la relación deberá incluir en el denominador ‘(...) las cantidades de gas natural licuado, gas natural comprimido y gas metano en depósitos de carbón-GMDC de ese Punto de Referencia”.

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Ver respuesta a 19.7.1.1.

19.8.1.9 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“ Con respecto al ordinal (iv) del literal f) del numeral 1, sugerimos aclarar que la notificación realizada por parte del Gestor del Mercado se realiza cuando el balance comercial resulta deficitario.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva versión se corrige el error de redacción del texto comentado.

19.8.1.10 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Se requiere de precisiones sobre el Mecanismo de Aseguramiento de la Demanda Esencial MADE, Numeral 2.

En cuanto a las previsiones del literal a) del numeral 2, dado que se está considerando que los compradores acudan directamente ante los vendedores para desarrollar las negociaciones directas, solicitamos evaluar la pertinencia del Gestor del Mercado aporte a los vendedores o publique información sobre la demanda de manera que se evite la posibilidad de acaparamiento de cantidades.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

En la nueva propuesta, en cuanto a la negociación de los contratos de suministro de tipo firme o que garantizan firmeza para atender la Demanda Esencial, se dan dos situaciones dependiendo de los resultados de los balances comerciales de un punto de referencia para un trimestre futuro:

- Si el balance es superavitario, procede el mecanismo de negociación directa, en dos etapas. En la primera etapa se tiene por objetivo que se negocien las cantidades mínimas requeridas

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

por los compradores, de acuerdo con las cantidades declaradas por los mismos en la segunda instancia de declaración al Gestor del Mercado, para ese mismo punto de referencia y mismo trimestre estándar de ejecución, para lo cual se establece un plazo determinado. En esta etapa se incluye la negociación de cualquier tipo de sector demanda, no solo de aquellas que hace parte de la Demanda Esencial, sino de los demás tipos (industrial, termoeléctrica, comercial, ...).

En la segunda etapa, una vez terminada la primera, se negocian las cantidades declaradas por los compradores en la primera instancia al Gestor del Mercado que exceden las cantidades de la segunda instancia.

- Si el balance es deficitario, procede el mecanismo de priorización de cantidades para la Demanda Esencial y, dependiendo de si hay cantidades excedentarias, la realización posterior de una subasta centralizada que se establece en Anexo de la nueva propuesta. Para ambos casos, se tendrá en cuenta el contenido de la minuta del contrato que garantice firmeza, que será utilizada para la modalidad contractual CF95, de suministro con firmeza condicionada CFC o de opción de compra de gas OCG, declarada por los vendedores como parte de la información entregada al Gestor del Mercado.

Todo lo anterior se debe dar cumpliendo las reglas de comportamiento establecidas en la Resolución CREG 080 de 2019 y aquellas que la modifiquen o sustituyan.

19.8.1.11 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“En caso de que se diera aplicación a lo dispuesto en el literal b) del numeral 2 del Artículo 21, cual sería la fecha máxima de aplicación del mecanismo de mercado transparente y neutral implementado por los vendedores que hubieran recibido solicitudes por encima de su oferta disponible considerando que el periodo de negociación directa esta acotado entre el vigésimo y vigésimo noveno día hábil del trimestre estándar de negociación, siendo esta fecha la máxima para efectos del registro de contratos.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se establecen plazos para que los vendedores informen a los compradores si cuentan o no con cantidades suficientes para atenderlos y el plazo para que informen las asignaciones de las cantidades disponibles para que los compradores con cantidades no atendidas puedan acudir a los demás vendedores.

19.8.1.12 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Teniendo en cuenta que la propuesta regulatoria busca priorizar la contratación con garantía firmeza y respaldo físico de la Demanda Esencial y que en consecuencia se ha establecido como plazo máximo de registro de contratos el vigésimo noveno (29) día hábil del trimestre estándar de negociación (conforme el literal e) del numeral 2 del Artículo 21) respecto de las fuentes de

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

suministro diferentes a las referidas en el Artículo 19, nos surge la inquietud si dicha premisa, no debería ser aplicable igualmente respecto de la Demanda Esencial que se abastece desde las fuentes incluidas en el Artículo 19. Lo anterior, dado que no establecer un plazo máximo para el registro de contratos de estas últimas, podría dar lugar a dificultades en la atención de este tipo de demanda.”

Respuesta:

En la nueva propuesta se incluyen plazos máximos con mayor extensión en el tiempo para permitir un flujo de información más oportuno y registro de los contratos ante el Gestor del Mercado, tanto de los agentes vendedores como de los compradores.

19.8.1.13 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Se requiere de precisiones sobre el Mecanismo de Aseguramiento de la Demanda Esencial MADE, Numeral 3.

Al respecto, dado que se ha asignado en cabeza del Gestor del Mercado la función de definir el mecanismo de asignación mediante subasta cuando el balance comercial resulte deficitario, solicitamos aclarar las condiciones que regirán para la presentación por parte del Gestor y aprobación de dicha propuesta por parte de la CREG.”

Respuesta:

En la nueva propuesta se incluye un Anexo que reglamenta la subasta centralizada comentada.

Ver respuesta a 19.2.1.2.

19.8.1.14 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Entendiendo que las cantidades remanentes que estarían disponibles en las subastas en caso de balance comercial deficitario respecto de las fuentes de suministro diferentes al Artículo 19 estarían a disposición de demanda no esencial y la demanda esencial no regulada, solicitamos aclarar si el precio de cierre de dichas subastas aplicaría tanto a los contratos asignados a la demanda esencial como no esencial.”

Respuesta:

El precio de cierre de la subasta se aplica a las cantidades asignadas en la subasta, sea que son parte de Demanda Esencial no regulada o de la demás demanda, y a las cantidades de Demanda esencial requerida que fueron priorizadas previamente a la subasta, con el procedimiento de prorrata establecido para ello.

En la nueva propuesta se incluye un mayor nivel de detalle con las fórmulas con que se calculan las asignaciones de las fuentes de suministro a la Demanda Esencial requerida. Es de tener en cuenta que en la Demanda Esencial requerida declarada en la segunda instancia ante el Gestor

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

del Mercado puede incluir cantidades de Demanda Esencial no regulada que se priorizan de modo que no participan en la subasta.

19.8.1.15 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Se sugiere aclarar que el plazo máximo de registro de contratos señalado en el literal l) del numeral 3 corresponde a las negociaciones resultantes de la distribución realizada por el Gestor del Mercado en cumplimiento de lo previsto en los literales f, g y h, mientras la fecha máxima de registro de contratos a que hace referencia el literal o) corresponde a las negociaciones resultantes de la aplicación del mecanismo de subasta.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se deja claro los plazos correspondientes.

19.8.1.16 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Solicitamos precisar el alcance de la simulación que se deberá realizar de manera coordinada entre los participantes y el Gestor del Mercado, de acuerdo con lo dispuesto en el parágrafo 8 del Artículo 21.”

Respuesta:

La simulación se realiza sobre la parte del proceso que es informativo, que finaliza con la determinación de parte del Gestor del Mercado de balances comerciales superavitarios o deficitarios de los siguientes veinte trimestres de suministro y puntos de referencia.

En la nueva propuesta se reorganizan en dos artículos separados el proceso de información y el proceso de negociación.

19.9 ECOPETROL

19.9.1.1 ECOPETROL

"En el parágrafo 2 se propone que las cantidades en firme solo puedan ser actualizadas para las fuentes contempladas en el artículo 19 de la resolución.

No obstante, en la medida en que se está abriendo la posibilidad para comercializar los excedentes de gas natural durante cada trimestre, se recomienda homogenizar el criterio y permitir las actualizaciones para todos los campos. Es importante anotar que, con la opción de hacer contratos de corto plazo, las PTDFV podrían tener ajustes trimestrales para reflejar las cantidades contratadas y la terminación de acuerdos. Esto no estaría considerado en la propuesta regulatoria planteada por la Comisión."

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta todas las fuentes de suministro, sin excepción, podrán actualizar la declaración al Gestor del Mercado de la PTDF y CIDF solamente dentro de los plazos establecidos al inicio de cada trimestre de negociación, por lo que ninguna fuente podrá actualizar dicha declaración en plazos diferentes.

Ver respuesta a 19.7.1.7.

19.9.1.2 ECOPETROL

"Según lo planteado en el artículo 21, entendemos que el productor, para efectos de las declaraciones asociadas al mecanismo, debe publicar, de manera desagregada por tipo de modalidad, las cantidades con las que cuenta y que puede suscribir en los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG. Además, plantea que esto deberá hacerse para un periodo de mínimo 5 y máximo 10 años.

Al respecto sugerimos: i) no acotar la posibilidad de declaración y eventual suscripción de contratos a 10 años, pues es posible que algunos agentes tengan certidumbre técnica para comercializar el gas natural en un horizonte de tiempo superior a 10 años; y ii) precisar que dichas declaraciones podrán ser cero, en los casos en los que no se cuente con disponibilidad de gas natural para ofrecer al mercado."

Respuesta:

Se acogen los comentarios.

En la nueva propuesta ya no se requiere al vendedor declarar la PTDF y/o CIDF bajo alguna modalidad contractual de tipo firme o que garantiza firmeza. Ver respuesta a 19.7.1.1.

Por otro lado, sobre la posibilidad de declarar y suscribir contratos de más de 10 años, se debe considerar que las negociaciones del MADE se realizan para contratos de tipo firme o que garantizan firmeza, por lo que es necesario contar con la declaración de producción realizada al MME para cualquier período contratar, que incluye la PTDF. Es competencia del MME modificar el período de declaración de los productores, que actualmente está establecido por 10 años en el Artículo 2.2.2.21 "Declaración de producción" del Decreto 1073 de 2015. En todo caso, el texto de la nueva propuesta ya no especifica la referencia de 10 años, sino que hace referencia hasta el Trimestre Estándar con el que se cuente con información de PTDF de las declaraciones de producción que se realizan al Ministerio de Minas y Energía.

Finalmente, respecto de declaraciones en cero de PTDF ver respuesta a 19.8.1.5.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

19.9.1.3 ECOPETROL

"En el numeral 2 del literal h) se abre la posibilidad de suscribir contratos con duración de un mes, una vez se haya finalizado el ciclo de negociación que se llevará a cabo en cada uno de los trimestres estándar."

A pesar de lo anterior, estos contratos podrán iniciar su vigencia únicamente el trimestre estándar posterior. Es decir, no se plantea en la resolución propuesta la posibilidad de suscribir contratos, y por tanto llevar excedentes al mercado, por medio de contratos de un mes que se suscriban e inicien en un mismo trimestre estándar. En nuestra consideración, esto limitaría la posibilidad de llevar excedentes al mercado y atender necesidades puntuales que tenga la demanda."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Ver respuesta a 19.7.1.7.

19.9.1.4 ECOPETROL

"Sugerimos que se precise cómo se hará la estimación de los balances por punto de referencia, por parte del Gestor de Mercado, para mayor certidumbre de los agentes del mercado."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se incluye la descripción de la manera en que se determina el resultado de un balance comercial trimestral. Ver respuesta a 19.7.1.1.

19.9.1.5 ECOPETROL

"Sugerimos que se realicen ajustes que faciliten la gestión de la demanda, pues tanto los vendedores como los compradores serían pasivos luego de realizar las declaraciones respectivas. Esto en la medida en que no tendrían oportunidad de realizar ajustes, por ejemplo, en las cantidades que estarían interesados en contratar por modalidad, que son acciones que normalmente se realizan en una negociación bilateral."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Ver numeral 4.11.1 y la respuesta a 19.4.1.1 y a 19.7.1.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

19.9.1.6 ECOPETROL

"Con el fin de anticipar y gestionar posibles déficits en trimestres estándar, especificar que las estimaciones de los balances se realizarán con suficiente antelación al inicio del trimestre, de tal forma que se permita un espacio posterior a la publicación del balance, y previo al inicio del trimestre estándar, para que los agentes planeen y ejecuten las actividades requeridas para asegurar sus necesidades de suministro y transporte de gas natural.

De manera alternativa al punto anterior, permitir que el inicio de las negociaciones se dé con dos trimestres de anticipación, y en dos etapas: en la primera, habilitar la negociación bilateral; y en la segunda, en caso de que la oferta no sea suficiente para satisfacer las necesidades de la demanda, ejecutar el mecanismo competitivo que se defina."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.9.1.5.

19.9.1.7 ECOPETROL

"Permitir que las partes seleccionen las modalidades contractuales bajo las cuales se daría la compraventa de las cantidades contratadas, esto es, no fijar las cantidades a ofrecer por modalidad por parte de la oferta y la demanda, de manera previa a la negociación y sin posibilidad de ajustes, pues restaría flexibilidad para que las necesidades de la oferta y la demanda se encuentren."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta no se requiere fijar cantidades por modalidad contractual en las declaraciones de los vendedores y de los compradores al Gestor del Mercado.

En caso de ser necesaria la utilización del mecanismo de comercialización de subasta centralizada, cuando se obtiene un balance comercial deficitario, el esquema de subasta que se incluye en la nueva propuesta, sí requerirá la definición del producto que se ofrece (CF95, OCG y CFC) por parte del vendedor.

19.10 ENERGY FOR THE CARIBBEAN

19.10.1.1 ENERGY FOR THE CARIBBEAN

"Con la inclusión del aparte sugerido se tendrían en cuenta los objetivos y/o finalidades del Borrador CREG 226 de 2021, por cuanto, asegura el cumplimiento de la demanda esencial que en Colombia es de suma importancia y a su vez, estimula y/o incentiva la exploración de gas nacional e impulsa la inversión en infraestructura de importación de gas.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

La inclusión sugerida es una posibilidad de progreso para Colombia, no solo en materia de seguridad energética sino también a nivel de desarrollo económico. Aunado a lo anterior, el aseguramiento de un consumo mínimo y el conocimiento certero de que el gas será comercializado en equidad, genera un escenario que posibilita a los agentes para involucrarse en el mercado con total tranquilidad.

(...) Parágrafo 10. Con la finalidad de asegurar la demanda esencial, a partir del año 2025 y siempre que se cuente con un punto nuevo de abastecimiento de gas importado adicional a la terminal de SPEC, los Participantes del Mercado que atiendan demanda esencial deberán comprar al menos un 50% de su demanda esencial del año inmediato anterior a los vendedores del mercado primario, esto es, productores o importadores. Las cantidades se contratarán en firme por un período mínimo de 5 años y máximo de 10 años a partir del PTDVF y del CIDVF, disponible para la venta.” "

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Ver numeral 4.11.1 y respuesta a 19.7.1.1.

19.11 EPM

19.11.1.1 EPM

"En la primera parte del mecanismo MADE entendemos que el objetivo de la CREG es que exista una oferta comercial superavitaria en cada punto de referencia del sistema, para permitir la contratación bilateral a la demanda en un trimestre estándar y para ello, se propone que el cociente entre la $PTVF/Qs=0.94$, donde el numerador es la oferta y el denominador serían las cantidades solicitadas cada trimestre. Esta formulación mencionada en el inciso iii, lit f numeral 1 del artículo 21 de la propuesta, indicaría que la $PTDVF=0.94Qs$, con lo cual se estaría diciendo que la oferta solo llegaría a un 94% de las cantidades solicitadas en un trimestre y no, que supere a las cantidades solicitadas en un 6% que es el objetivo planteado en el documento soporte.

Para subsanar lo anterior, proponemos revisar dicho cociente con un valor que garantice que en efecto la oferta de cualquier campo en un trimestre determinado siempre sea superior a las cantidades solicitadas. Si dicho valor es un 6%, en todo caso sugerimos reescribir la fórmula así: $PTDVF/Qs=1,06$."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Ver respuesta a 19.1.1.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

19.11.1.2 EPM

“Adicionalmente, sugerimos revisar el potencial de producción por mercado, pues como mínimo durante los próximos 5 años existirán dos mercados separados sin interconexión física, un mercado superavitario en oferta (costa) y otro deficitario (interior) y puede que los valores de referencia separados muestren valores más exigentes para determinar una oferta superavitaria. Lo anterior daría una señal al productor para colocar en un determinado trimestre mayores cantidades de gas de sus reservas 1P y 2P, si su objetivo es permanecer bajo una negociación bilateral durante los próximos 20 trimestres y ayudaría a revelar las verdaderas cantidades que en efecto quiere vender el productor.”

Respuesta:

Ver respuesta a 4.7.1.3, a 19.1.1.1 y a 19.2.1.1.

19.12 GASES DE LA GUAJIRA

19.12.1.1 GASES DE LA GUAJIRA

“Se pregunta: ¿al que se hace relación, se involucran todos los campos con independencia de su condición?”

Respuesta:

La información que se requiere declarar a los vendedores del Mercado Primario corresponde a todas las fuentes de suministro, sin excepción ninguna. en la nueva propuesta se menciona lo anterior para que no haya cabida a dudas al respecto. Ver numeral 4.10.

19.12.1.2 GASES DE LA GUAJIRA

“En consideración a que para este momento todos los productores e importadores tuvieron que haber hecho la declaración ante el ministerio de la PTDF y de la CIDF, abrir la oportunidad para una declaración distinta, permitiría que las cantidades fueran diferentes. Esto debe ser regulado de manera más estricta por el regulador, de manera tal que no se abra una posibilidad para que los volúmenes de venta de gas se afecten respecto de lo que se declaró frente al mercado.”

Respuesta:

Las cantidades que los vendedores del Mercado Primario deben declarar al Gestor del Mercado de PTDF y/o CIDF deben cumplir con varias condiciones que se mencionan en la propuesta, siendo una de ellas ya actualmente exigible que es que la cantidad declarada al MME de PTDF/CIDF debe ser igual o superior a la cantidad PTDF/CIDF para una misma fuente de suministro, para un mismo período mensual.

Ver respuesta a 19.4.1.2, a 19.7.1.4 y a 19.8.1.10.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

19.12.1.3 GASES DE LA GUAJIRA

"Respecto de estos se pregunta lo siguiente:

¿Qué ocurre cuando la infraestructura de GNC o de GNL no le pertenece al productor sino que debe ser colocada por el comprador?"

Respuesta:

Se entiende que el vendedor del Mercado Primario puede vender el gas natural en estado natural o en forma de GNC o de GNL, independientemente de si él mismo es el dueño de la infraestructura de compresión o de licuefacción que le permite entregar el gas al comprador en la forma respectiva mencionada.

Ahora, si es el comprador quien recibe el gas en estado natural de parte del vendedor y lo lleva a estado de GNC o de GNL, se entiende que el vendedor está vendiendo gas en estado natural al comprador para lo cual deberá mediar un contrato de tipo firme o que garantiza firmeza bajo las modalidades de ese tipo y las condiciones mínimas establecidas por la CREG. En ese caso, la venta de dicho gas natural por parte del vendedor no es sujeto de las excepciones propuestas para la negociación directa en cualquier momento del año, al menos las propuestas para el caso de venta en formas de suministro como GNC o de GNL.

19.12.1.4 GASES DE LA GUAJIRA

"No es clara la razón por la cual el regulador le permite al productor hacer una declaración menor a aquella que hizo frente al ministerio de minas y energía. Cualquier variación respecto de la declaración hecha al ministerio de minas y energía, o para aumentar las, debe ser claramente explicado y sustentado de manera pública, de forma tal que el Mercado tenga tranquilidad respecto del comportamiento de los agentes en la cadena."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

El productor presenta una declaración de producción al MME, en la que discrimina el potencial de producción de gas natural PP, la producción comprometida PC, la producción total disponible para la venta PTDV y el gas natural de propiedad del Estado. Dicho de un modo, la PTDV resulta de restar al PP, la PC y el gas natural de propiedad del Estado. Ahora, el PP está definido en el Decreto 1073 de 2015 como:

"Pronóstico de las cantidades de gas natural, medidas en GBTUD, que pueden ser producidas diariamente en promedio mes, en cada campo o puestas en un punto de entrada al SNT para atender los requerimientos de la demanda, descontando las cantidades de gas natural requeridas para la operación. Este pronóstico considera el desarrollo de las Reservas de Gas Natural, la información técnica de los yacimientos del

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

campo o campos de producción a la tasa máxima eficiente de recobro y está basado en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas (...)" (subrayado con resaltado fuera de texto).

De la definición se observa entonces que el PP es una cantidad en condiciones operativas nominales y de recobro máximas. Y de ello se encuentra que la PTDV está determinada en esas condiciones. En ese sentido es posible que un productor encuentre un nivel de riesgo no manejable en contratos de tipo firme o que garanticen firmeza si la PTDVF que declara al Gestor del Mercado es igual a la PTDV que depende de que se presenten las mejores condiciones de recobro y nominales de producción (extracción y procesamiento incluidos) en forma continua durante el período contratado.

Por otra parte, el mismo Decreto establece en el Artículo 2.2.2.2.16 que:

"Todos los productores, los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado obligados a declarar conforme a lo previsto en el presente Decreto, deberán actualizar su declaración exponiendo y documentando las razones que la justifican, por variación en la información disponible al momento de la declaración y/o inmediatamente se surta un procedimiento de comercialización, conforme a lo previsto en este Decreto." (subrayado con resaltado fuera de texto)

En todo caso, los vendedores deben observar y cumplir la resolución CREG 080 de 2019 que establece las reglas de comportamiento de los agentes.

19.12.1.5 GASES DE LA GUAJIRA

"Se reitera la necesidad de que el regulador, determine la forma como se define los puntos de referencia, y los criterios que el gestor debe tener en cuenta para la formación de los mismos.

Asimismo, teniendo en cuenta el mecanismo previsto para el funcionamiento de los puntos de referencia, debería incluirse que este debe tener al menos dos por cada punto de referencia."

Respuesta:

Ver respuesta a 4.7.1.3 y a 19.2.1.1.

19.12.1.6 GASES DE LA GUAJIRA

"De acuerdo con lo que se establece la resolución, es evidente que para esta etapa del mecanismo, los compradores no tienen ningún tipo de señal respecto del precio del gas a adquirir. En ese sentido, se entiende que las declaraciones de las cantidades, se darían bajo unos supuestos que cada comprador tendría, que podrían alterarse al momento que los productores revelen el precio."

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Ver numeral 4.11.1 y ver respuesta a 19.3.1.2 y a 19.7.1.4.

19.12.1.7 GASES DE LA GUAJIRA

"El reporte del respaldo físico resulta un una contradicción, si se tiene en cuenta que todas las ventas que se hagan en el mercado primario deben tener un respaldo físico, y al mismo tiempo, que todas las modalidades que se pueden ofrecer en el mercado primario, corresponden a contratos en firme o que garantizan firmeza se solicita se aclare a qué se refiere el regulador cuando la demanda tiene que determinar que cantidades requieren respaldo físico, y por lo tanto las reservas necesarias para honrar los compromisos, y cuales son los contratos que se darían sin respaldo físico.

Al mismo tiempo, se solicita aclarar si esto significa que los Productores podrían ofrecer cantidades sin respaldo físico, y por tanto, sin reservas. En caso que sea así, se solicita se incluya dentro del análisis de impacto normativo, y específicamente porque considera el regulador que no se presentaría lo mismo que en el 2010, donde el mercado estaba subcontratado."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Ver respuesta a 17.26.1.1.

19.12.1.8 GASES DE LA GUAJIRA

"En este punto específico, el regulador está solicitando a los compradores que tomen una decisión sin tener la totalidad de los datos necesarios para la misma. En ese sentido, el regulador determina que la demanda está obligada a adquirir unos volúmenes determinados, sin conocer el precio y las condiciones con las cuales los mismos se darían, lo cual no resulta razonable."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

En la propuesta se establece que el comprador tiene dos instancias de declaración de cantidades demandadas al Gestor del Mercado. Para la primera instancia se propuso que el comprador declarara las cantidades totales a ser suministradas, especificando las que tienen como destino atender la Demanda Esencial. En la determinación de tales cantidades específicas de la Demanda Esencial la propuesta no establece parámetros a ser considerados, dejando total autonomía al comprador para determinar las cantidades a declarar.

En la segunda instancia de declaración del comprador al Gestor del Mercado, se propuso que el vendedor debía declarar las cantidades que se obliga a comprar como máximo para el caso de requerirse una subasta pudiendo ser menores a las declaradas en la primera instancia para atender aquella demanda que no hace parte de la Demanda Esencial. De nuevo, en este caso

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

la propuesta no establece parámetros a ser considerados para que el comprador determine esos máximos, dejando total autonomía al comprador para determinar las cantidades a declarar.

Para lo anterior el comprador puede determinar diversas estrategias de compra, para cubrir poco a poco las necesidades identificadas por el comprador como necesarias a adquirir en cada trimestre de negociación para futuros trimestres de suministro. Lo anterior, para la atención de su demanda.

Por otra parte en la nueva propuesta se está incluyendo la obligación del vendedor de declarar al Gestor del Mercado el contenido de la minuta del contrato que garantice firmeza, que será utilizada para la modalidad contractual CF95, de suministro con firmeza condicionada CFC o de opción de compra de gas OCG, solo en caso de requerirse aplicar el mecanismo de subasta, o en caso de utilizarse mecanismos de concurrencia de interesados para las fuentes de suministro que pueden aplicar negociaciones directas.

Ver respuesta a 19.3.1.2 y a 19.7.1.1.

19.12.1.9 GASES DE LA GUAJIRA

"Al mismo tiempo, el regulador estaría creando una situación donde el Productor podría poner cualquier precio a ese gas, con la seguridad que la demanda tendría que adquirirla, mucho más si un punto de referencia solo incluye un Productor, con diferentes fuentes de suministro."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.7.1.4.

19.12.1.10 GASES DE LA GUAJIRA

"Se solicita aclarar en este parte lo siguiente:

¿Los compradores serán asignados a cada punto de referencia?

¿Los compradores serán asignados a cada fuente de suministro de cada productor de cada punto de referencia?

En caso negativo:

¿Cualquier comprador podría ir a cualquier punto de referencia?

¿Cualquier comprador puede acudir a cualquier productor en cada punto de referencia?

¿Qué ocurre si un punto de referencia tiene un solo productor?"

Respuesta:

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Para atender el comentario se debe tener en cuenta la manera en que se definen los puntos de referencia, ver respuesta a 19.2.1.1.

De acuerdo con la propuesta el Gestor del Mercado publica la información declarada por los vendedores sobre PTDVF y CIDVF con el nivel de detalle determinado. Parte de la información incluye los puntos de referencia identificados y las fuentes de suministro que hacen parte de cada uno de los puntos de referencia.

Luego cada comprador declara al Gestor del Mercado en dos instancias diferentes, las cantidades inicialmente demandadas y las cantidades que se obliga a comprar finalmente. Cada comprador es libre de declarar las cantidades que requiere en cada punto de referencia. En tal sentido, el comprador es quien determina los puntos de referencia en que negociará cantidades de suministro.

Derivado de lo anterior cualquier comprador podrá acudir a cualquier punto de referencia, sin que por ello requiera cantidades para atender una misma demanda en más de un punto de referencia, es decir, no se deben doblar cantidades totales. Del mismo modo, cualquier comprador puede acudir a cualquier vendedor que hace parte de un mismo punto de referencia, de acuerdo con lo que debe publicar el Gestor del Mercado.

Si un punto de referencia tiene un solo vendedor, el proceso de negociación se simplifica pues todas las solicitudes de compra se dirigen a ese vendedor. Ahora, puede ocurrir que aunque existe un solo vendedor, el punto de referencia contenga varias fuentes de suministro que pueden tener diferentes precios de oferta. En esa situación, corresponde al vendedor determinar el mecanismo libre para asignar el gas de cada fuente de suministro entre los diferentes compradores.

En la nueva propuesta se incluyeron dos etapas de negociación cuando se da el caso de un trimestre superavitario.

19.12.1.11 GASES DE LA GUAJIRA

"Estas facultades que se le otorgan al productor, resultan contradictorias con la de declaración de excedentario de un Punto de Referencia. En ese sentido, un productor podría iniciar una subasta, con mecanismos que no se conocen, y a los cuales el comprador se debe acomodar.

Al mismo tiempo, el regulador dentro de las presentaciones, anunció que esperaba que los productores pudieran hacer discriminaciones, siempre y cuando se respetara el tipo de mercado. En ese sentido, es importante que la CREG de manera expresa determine cuales son las discriminaciones que pueden hacer los productores entre demanda, y determinar los parámetros a los que deben ajustarse en cada caso.

Finalmente, es importante tener en cuenta que es posible que la situación de mayores cantidades demandadas, puede darse para más de un trimestre, por lo que es necesario que el regulador determine la forma como se debe proceder en ese caso específico."

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

En la nueva propuesta se incluyen criterios generales para ser aplicados en el caso de que el vendedor decida desarrollar subastas o en general, procesos de concurrencia de interesados, sin excepciones, a partir del mecanismo de negociaciones directas, como son los de eficiencia, publicidad, neutralidad, simplicidad y objetividad.

Asimismo, en la nueva propuesta se está incluyendo la obligación del vendedor de declarar al Gestor del Mercado el contenido de la minuta del contrato que garantice firmeza, que será utilizada para la modalidad contractual CF95, de suministro con firmeza condicionada CFC o de opción de compra de gas OCG, solo en caso de requerirse aplicar el mecanismo de subasta, o en caso de utilizarse mecanismos de concurrencia de interesados para las fuentes de suministro que pueden aplicar negociaciones directas.

Por otra parte, en el Artículo 19 “*Tratamiento neutral*” de la Resolución CREG 080 de 2019, que determina reglas de comportamiento de los agentes, se establece que:

*“(…) los agentes deben abstenerse de utilizar mecanismos, estrategias o cualquier otro instrumento que tenga la capacidad, el propósito o el efecto de **discriminar entre usuarios o entre prestadores con características análogas**.*

Excepcionalmente, si existen razones explícitas, objetivas, verificables y previamente definidas, los agentes podrán apartarse del cumplimiento de las obligaciones contenidas en este artículo. Dichas razones deben estar documentadas y ser verificables por parte de las autoridades de vigilancia y control.” (subrayado con resaltado fuera de texto)

Respecto del comentario sobre la eventual situación de mayores cantidades demandadas que pueda darse en más de un trimestre, el procedimiento es igual en cualquiera de estos casos, así se repita la situación en diferentes trimestres de suministro.

19.12.1.12 GASES DE LA GUAJIRA

“Esta previsión no es clara, sobre todo si se tiene en cuenta el tema en la práctica. Si como parece el comprador es libre de adquirir el gas a cualquier productor agrupado en un Punto de Referencia, el comprador en realidad no está atado a ninguno, por lo que no es claro porque solo ha partir de que el procedimiento que implemente un productor, permite que el comprador pueda acudir a otro. Favor aclarar.”

Respuesta:

En la nueva propuesta se da claridad en el sentido de que el comprador puede acudir desde un principio del período de negociación directa a cualquier vendedor del punto de referencia. Lo que se puede prever es que con el conocimiento de los resultados (precios promedio y cantidades) de las fuentes de suministro en los trimestres de negociación anteriores, los compradores querrán acudir inicialmente a la fuente de suministro de menor precio promedio anterior.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

19.12.1.13 GASES DE LA GUAJIRA

“Que ocurre si en efecto se presenta una demanda que no se contrató?”

Respuesta:

La respuesta se da dependiendo de la condición en que no se contrató: si fue cuando se realizaron negociaciones directas porque el trimestre estándar de ejecución fue de balance comercial superavitario o si fue de un proceso de asignación de cantidades priorizadas a la Demanda Esencial en los casos en que el trimestre estándar de ejecución fue de balance comercial deficitario. Corresponde a las entidades de vigilancia y control la revisión de cada caso.

En todo caso en la nueva propuesta se están adicionando textos para que no haya ninguna razón aceptable para que las negociaciones bajo el esquema MADE (directas o por asignación de subasta) no terminen con la suscripción del contrato de suministro y posterior registro ante el Gestor del Mercado.

19.12.1.14 GASES DE LA GUAJIRA

“Se solicita aclarar si, de acuerdo con lo anterior, los contratos CF80 solo podrían pactarse y registrarse, por periodos mensuales, para la demanda regulada no esencial, y solo en el mercado primario. Al mismo tiempo, si son mensuales, significa que deben ser negociados cada mes?”

Respuesta:

Con base en los comentarios recibidos y análisis adicionales realizados al interior de la Comisión, en la nueva propuesta se determina que, en el caso de que haya un trimestre estándar de ejecución con balance superavitario, los agentes podrán negociar directamente contratos de la modalidad propuesta CF80 o de la modalidad CF95 para ese trimestre estándar de ejecución, para cualquier tipo de demanda incluida la Demanda Esencial. La duración de los contratos podrá ser de cualquier plazo y cualquier modalidad, siempre y cuando se cumplan las condiciones para ello sea que se traten de contratos de duración multitrimestral o de duración mensual.

19.12.1.15 GASES DE LA GUAJIRA

“Al igual que comentarios anteriores, es importante que la CREG le determine al Gestor los parámetros dentro de los cuales hace la asignación, de manera que no se entienda como una delegación de la función regulatoria, y exista transparencia en las reglas que aplica el Gestor.

Al mismo tiempo, la asignación debería tener en consideración la disponibilidad de la capacidad de transporte, y la cercanía que pueda darse entre los agentes y la fuente respectiva”

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

En la nueva propuesta se especifican las fórmulas de cálculo para la priorización de las cantidades que debe hacer el Gestor del Mercado sobre las cantidades declaradas por los compradores como requeridas para la Demanda Esencial en la segunda instancia de declaración.

La distribución priorizada resulta de una prorrata entre todas las fuentes de suministro para cada comprador, lo que implica que el precio promedio ponderado de los contratos a firmar de los compradores entre las diferentes fuentes de suministro será igual entre ellos. Lo anterior no implica que el precio de las fuentes de suministro resulte igual entre ellas, pues cada una tendrá su precio de reserva que puede ser diferente. Par el cálculo de la distribución no se encuentra pertinente tener en cuenta la disponibilidad de capacidad de transporte de los compradores.

19.12.1.16 GASES DE LA GUAJIRA

“Esta condición no resulta aceptable en un mecanismo de asignación administrada, ya que permitiría a las partes salirse de sus compromisos. En Ese sentido, sería necesario que antes de iniciar el proceso, Los Productores Comercializadores, deban declarar tanto su precio de reserva, como su las garantías de pago que requieren para el efecto, que son las únicas razones por las cuales un Productor podría negarse a suscribir un acuerdo de este tipo.”

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

Ver respuesta a 19.12.1.13 sobre salirse de los compromisos de las negociaciones avanzadas.

Por otro lado, se considera más efectivo y transparente que los productores-comercializadores declaren sus precios de reserva solamente cuando se determine por el Gestor del Mercado que hay un trimestre estándar de ejecución con balance comercial deficitario, no antes. Ver respuesta a 19.7.1.4.

19.12.1.17 GASES DE LA GUAJIRA

“Para poder hacer una valoración integral de la propuesta del regulador, se requiere necesariamente conocer el funcionamiento de la subasta, máxime si se tiene en cuenta que la demanda esencial es tomadora del precio que resulte de la misma.”

Respuesta:

Ver repuesta a 19.2.1.2 y a 19.8.1.13.

19.12.1.18 GASES DE LA GUAJIRA

“Estos apartes de la resolución resultan confusos, según se explica a continuación:

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Si los productores tienen que declarar la PTDFV, significa que esta por principio, tiene que tener respaldo físico, es decir, reservas de gas permitan cumplir los compromisos que se adquieren.

Si lo anterior es así, y todas las transacciones del mercado mayorista deben tener respaldo físico, ¿Por qué se incluyen estos parágrafos?

Ahora bien, si la intención es que los vendedores puedan pactar y registrar contratos, sin tener respaldo físico, lo que implica una especulación en el mercado de gas, el regulador debería señalarlo así, de manera que todos los agentes tengan clara la señal respectiva."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.12.1.7.

19.12.1.19 GASES DE LA GUAJIRA

"Como se dijo con anterioridad, es importante que si el regulador requiere grados de discriminación, por ser estos deseables dadas las condiciones del mercado, esto se incluya expresamente como criterio.

En ese sentido, es importante tener en cuenta que muy pocos productores discriminan por tipo de demanda, o por volumen, sino que sacan un solo precio, sin considerar la disponibilidad a pagar de las demandas, si la elasticidad precio de las mismas.

La intervención del regulador sería deseable, ya que es la única excepción a los parámetros de competencia."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.12.1.11.

19.13 GASES DE OCCIDENTE

19.13.1.1 GASES DE OCCIDENTE

"Se debería establecer la obligatoriedad de que los vendedores en el mercado primario ofrezcan en los procesos de comercialización la totalidad de su PTDFV declarada y las modalidades contractuales que ofrecerían con los respectivos precios. Serían los compradores los que definirían la modalidad contractual a la que se acogen, las cantidades a contratar y el período o los períodos a contratar, de acuerdo con lo exigido por la regulación."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Los vendedores son libres de proponer las cantidades de suministro que ofrecen para ser comprometidas en contratos de tipo firme o que garantizan firmeza PTDVF/CIDVF, bajo las modalidades CREG o cualesquiera otras en los casos específicos que se permitan, pues son quienes asumen el riesgo contractual del cumplimiento del suministro bajo las condiciones mínimas establecidas por la CREG. Dicho nivel de riesgo también es factor para negociar el precio en las negociaciones directas. Lo anterior en el entendido de que los vendedores cumplen correctamente las reglas de comportamiento establecidas en la Resolución CREG 080 de 2019, o aquellas que las modifiquen o sustituyan.

Ver respuesta a 19.7.1.1 y a 19.12.1.4.

19.13.1.2 GASES DE OCCIDENTE

"Se tienen las siguientes consideraciones sobre los tratamientos que la Comisión propone aplicar a las modalidades CF95 y CF80:

▪ *Se restringe la modalidad CF80 para la atención de la demanda diferente a la demanda regulada que hace parte de la Demanda Esencial. Tanto los Contratos CF95, como en los Contratos CF80 garantizan el servicio de suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural sin interrupciones, durante un período determinado. La única diferencia esperada entre ambos contratos, como también lo manifiesta la CREG, es el precio. La racionalidad económica indica que la única diferencia justificable entre ambos contratos es el precio. Es decir, se esperaría que el precio del CF80 supere el precio del CF95, en la medida en que en el último caso (CF95) el productor-comercializador estaría asumiendo menor riesgo de demanda.*

Teniendo en cuenta lo anterior, es el comprador el que debería escoger el tipo de contrato que mejor se ajusta a las necesidades de su demanda regulada (esencial y no esencial), teniendo en consideración el precio y el riesgo de excedentes no remunerados que pueda enfrentar (Proyecto de Resolución CREG-227 de 2021)."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta no se colocan limitaciones para la negociación de contratos bajo la modalidad contractual CF80, siempre y cuando corresponda a trimestres estándar de suministro y puntos de referencia en los que el balance comercial más reciente realizados por el Gestor del Mercado para ese mismo trimestre estándar y mismo punto de referencia haya resultado superavitario.

19.13.1.3 GASES DE OCCIDENTE

"La CREG manifiesta que las modalidades contractuales CF95 y CF80 pueden implicar 'atrapamiento' de cantidades con Respaldo Físico por parte de algunos agentes compradores del mercado primario y que por ello restringe la modalidad CF80 para la atención de la demanda

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

regulada diferente a la Demanda Esencial, en la medida que el ‘atrapamiento’ será mayor cuando la obligación de pago mínimo es menor respecto de las cantidades de suministro garantizadas.

Según la CREG la disponibilidad de esta nueva modalidad contractual estará sujeta a la existencia de un superávit en el balance comercial, pues en caso contrario la estrechez de la oferta comercial de mediano y largo plazo estimada por la CREG, puede aumentarse.

Las afirmaciones de la CREG, atrás referenciadas, no son ciertas. La Comisión confunde las modalidades contractuales con la demanda de gas. Esta última es la que es, con independencia de la modalidad contractual de suministro que se utilice, en el mercado primario, en el mercado secundario, o en el mercado úselo o véndalo.

- La expresión ‘atrapamiento’ y su inconveniencia sería válida, si el no uso de este gas ‘atrapado’ estuviera implicando racionamiento de demanda. Mientras la demanda se encuentre satisfecha no se puede hablar de ‘atrapamiento’ toda vez que el gas que permanece en los campos es gas que no se requiere.

- Los Contratos CF95 y CF80 garantizan el servicio de suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural que con alta probabilidad se registrará a lo largo de la duración del contrato, más aún con la reducción de la ‘Banda de Acotación de Compras de Gas Natural para la atención de la Demanda Regulada Esencial’ que propone la CREG en el Proyecto de Resolución 227 de 2021.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Cuando la CREG menciona “atrapamiento” en el contexto de la negociación de contratos en el Mercado Primario, se refiere a un atrapamiento contractual o comercial de no corto plazo, mas no a un atrapamiento físico que pudiese llevar a racionamiento de gas. Es un término asimilable al de congestión contractual que se define en la Resolución CREG 185 de 2020, para efectos de comercialización de capacidad de transporte, como la condición en la que el valor total de las solicitudes de capacidad firme durante un período en un tramo o grupo de gasoductos es mayor que la capacidad disponible primaria para el mismo período. En el caso del suministro las cantidades solicitadas en firme son superiores a las cantidades que pueden entregar una fuente de suministro.

Las cantidades disponibles de la oferta PTDVF/CIDVF de los vendedores de gas en el Mercado Primario no van a cambiar por la modalidad contractual de tipo firme o que garantiza firmeza que se use, sea la CF95 o la propuesta CF80. Se asume que el vendedor está dispuesto a suscribir contratos de estas modalidades en los que la cantidad a garantizar de suministro diario máxima es el 100% de la cantidad contratada; no es que la cantidad garantizada corresponda al 95% de la cantidad contratada en un CF95 o al 80% de la cantidad contratada en un CF80. El pago mínimo es el que está referido a ese porcentaje, de modo que así se nomine o no un promedio mensual de volúmenes iguales o inferiores al porcentaje de pago mínimo, el pago mínimo se debe cumplir y el vendedor tiene que tener disponible el 100% de lo necesario en infraestructura y capacidad de producción para cumplir el contrato en el momento que le nominen el 100% de la cantidad contratada.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Con respecto a los compradores del Mercado Primario lo que podría ocurrir, dependiendo del precio que se negocia, es que se contraten cantidades superiores a las necesarias a cubrir, bajo el entendido de que si no las nominan en su totalidad, el pagó mínimo ya no será del 95% en el caso del CF95 sino del 80% en el caso del CF80 en apariencia un pago menor. Esa posibilidad podría llevar entonces a que en las declaraciones de cantidades requeridas de compra al Gestor del Mercado en la segunda instancia, los compradores requieran más cantidades de las que requerirían garantizar si solo se negociase el CF95, lo cual induciría una mayor probabilidad de que el Gestor del Mercado encuentre un balance comercial deficitario, pues como ya se mencionó arriba, las cantidades ofertadas por los vendedores no cambian. Eso por una parte, siendo consecuente con ello que el precio negociado sea superior ya sea en negociaciones directas o como resultado de asignación mediante subasta.

Por otra parte, como potencial resultado de lo anterior, podría ocurrir que menos agentes compradores tengan acceso a contratos en el Mercado Primario por el posible atrapamiento contractual o comercial. Puesto que realmente no hay atrapamiento físico, lo que podría luego ocurrir es que los compradores del Mercado Primario acudan a vender excedentes de las compras de gas en el Mercado Secundario. A ese Mercado Secundario acudirían los compradores que no tuvieron acceso a contratos en el Mercado Primario por el atrapamiento, solo que accederían a un costo superior al que habrían obtenido en el caso de haber podido acceder al contrato CF95 en el Mercado Primario, por el origen de la negociación arriba explicado, bajo un contrato CF80 del comprador del Mercado Primario que vendería en el Mercado Secundario.

19.13.1.4 GASES DE OCCIDENTE

“ En este Proyecto de Resolución la CREG autoriza a los productores-comercializadores a vender bajo la modalidad interrumpible, la parte variable de los contratos con modalidades CF80 y CF95, cuando dicha cantidad variable no sea nominada por el comprador. O la parte variable la vende el comprador, o la parte variable la vende el productor-comercializador, en caso de que este gas sea requerido por terceros.”

Respuesta:

Se debe aclarar antes que nada, que no existe la modalidad CREG denominada en el comentario como “interrumpible”. La modalidad CREG se denomina “contrato con interrupciones” que corresponde a un contrato del tipo general definido por el MME en el Decreto 1073 de 2015 como “contrato interrumpible”, solo que sin condiciones establecidas para su cumplimiento, más allá de un precio máximo y una cantidad máxima. Por otro lado, la venta de cantidades en un contrato con interrupciones realmente se produce, no con la firma del contrato, sino cuando se da la simultaneidad entre la disposición del vendedor de entregar el gas en un día dado, y la disposición del comprador de recibir ese gas en ese mismo día, bajo las condiciones establecidas en el contrato de cantidad máxima y de precio máximo.

En la nueva propuesta se hace un ajuste al respecto en el sentido que los vendedores del mercado primario podrán negociar directamente el suministro del gas natural mediante contratos con interrupciones de los volúmenes que provengan de la parte variable de los contratos con

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

modalidades CF80 y CF95, cuya nominación podrá ser autorizada por el vendedor del mercado primario siempre y cuando dicha cantidad de pago variable del contrato CF80 y CF95 no sea nominada por el comprador que suscribió dicho contrato.

Es de considerar que actualmente en el mecanismo de comercialización de la subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo solo se tiene en cuenta subastar las cantidades no nominadas del volumen de pago mínimo, lo que no incluye por tanto las cantidades de pago variable.

19.13.1.5 GASES DE OCCIDENTE

“La CREG manifiesta que el uso residual y condicionado de la modalidad CF80 se sustenta también en que se dificulta la realización de un balance comercial, cuando se incluyen las modalidades CF80 y CF95 como opciones simultáneas y que la modalidad CF95 será la base para estimar si la oferta de suministro de gas natural con garantía de firmeza con Respaldo Físico es superavitaria o deficitaria en los períodos futuros de suministro a contratar.

No es una modalidad contractual en particular la que permite definir si el balance comercial es superavitario y suficiente para abastecer la demanda que requiere respaldo físico. Es la disponibilidad de oferta (declaraciones de producción comprometida y no comprometida en contratos) y la proyección de la demanda a la que se le exige suministro de gas con respaldo físico, las variables que permiten establecer dicho balance.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

En la propuesta publicada se ha hecho uso de la expresión “balance comercial” precisamente con el objetivo de no confundirlo con un “balance físico”, como es el que desarrolla la UPME. El desarrollo del Mercado Mayorista busca dar los elementos comerciales de la compra y venta del suministro de gas natural, siendo un aspecto esencial en ello los contratos y su negociación. Es el balance comercial una referencia fundamental para posteriormente ejecutar el mecanismo de comercialización que se considera más eficiente y oportuno con el fin de resolver las cantidades y precios del suministro, dependiendo del resultado del balance comercial. Ver numeral 2.2.1, figura 3 y respuesta a 19.13.1.4.

Lo anterior debe permitir cumplir con las funciones de la CREG establecidas por la política energética, como sucede en el caso del aseguramiento de acceso a los contratos para atender la Demanda Esencial. Ver numeral 2.2.3.

19.13.1.6 GASES DE OCCIDENTE

“Declaración de información de PTDFV/CIDVF de todas las fuentes de suministro

La CREG ‘...propone para realizar balances comerciales periódicos de oferta y demanda, dado que la oferta de suministro de gas natural incluye todas las fuentes de suministro, sin excepción ninguna, y que para la suscripción de contratos con Respaldo Físico con garantía de firmeza se

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

requiere contar con oferta de PTDVF y/o CIDVF, se propone que estas declaraciones de cantidades deban ser presentadas para la totalidad de las fuentes de suministro con Respaldo Físico, incluyendo los campos de producción en pruebas o que no hayan declarado comercialidad pero que tienen certificación de reservas’.

Por hermenéutica jurídica, consideramos que la obligatoriedad de los productores-comercializadores de declarar la oferta PTDF y/o CIDF, requiere la modificación del Decreto 2100 de 2011, compilado en el Decreto 1073 de 2015, y cuyo artículo 9 establece lo siguiente:

‘Declaración de producción. Los productores y los productores-comercializadores de gas natural declararán al MME o a quien este determine y con base en toda la información disponible al momento de calcularla: (i) la PTDV; (ii) la PC debidamente discriminada conforme a lo indicado en los artículos 2° y 8° del presente decreto. Así mismo, el productor que sea el operador del campo declarará: (i) el PP de cada campo, y (ii) el porcentaje de participación de los productores y el Estado en la producción de hidrocarburos de dicho campo o de aquellos de explotación integrada. Tal declaración deberá presentarse desagregada mensualmente, a más tardar, el 31 de marzo de cada año o cuando así lo determine el MME para un periodo de diez (10) años contados a partir de la fecha en el cual se elabora. En el caso de que un productor no cuente con PTDV, así deberá declararlo, motivando y documentando suficientemente esta condición. El productor-comercializador o comercializador que, de conformidad con lo señalado del artículo 6° del presente decreto, comercialice el Gas Natural de Propiedad del Estado proveniente de Regalías y/o de las Participaciones de la ANH deberá declararlo en los términos del presente artículo’.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

No se observa mención alguna en el texto transcrito en el comentario del Artículo 9 del Decreto 2100 de 2011 de declaración de PTDVF y/o CIDVF. La Resolución CREG 186 de 2020 actualmente contempla que la oferta de PTDVF o la oferta de CIDVF deberá ser igual o inferior al valor vigente de la PTDV o CIDV, según corresponda, aprobado por el Ministerio de Minas y Energía en cumplimiento del Decreto 2100 de 2011 o aquel que lo modifique o sustituya.

La declaración de PTDVF/CIDVF de una fuente de suministro que regula la CREG corresponde a aquella que se realiza al Gestor del Mercado a partir de la cual se pueden negociar en el Mercado Primario las cantidades a ser comprometidas en contratos de tipo firme o que requieren firmeza de esa fuente de suministro. Es por tanto, diferente a la declaración de producción que deben realizar los productores al MME según el Artículo 9 del Decreto 2100 de 2011.

19.13.1.7 GASES DE OCCIDENTE

"Propone también la CREG que en dichas declaraciones ‘se deberán especificar las fuentes de suministro y sus cantidades por Punto de Entrega sobre los que se declara la PTDVF y/o CIDVF’.

En el Proyecto de Resolución están definidos los siguientes conceptos:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

'Punto de Entrega: lugar físico identificado y caracterizado, pactado en los contratos de suministro del mercado mayorista donde se mide y los vendedores del mercado primario entregan físicamente el gas y se determinan los precios de venta del gas natural. Todos los Puntos de entrega deben estar asociados a una o varias Fuentes de Suministro, y así debe estar determinado en los contratos de suministro del mercado mayorista. Un Punto de Entrega puede ser o no un Punto de Importación, así como también un Punto de Entrega puede ser o no un Punto de entrada al Sistema Nacional de transporte. Todos los Puntos de entrega deben ser registrados e informados al Gestor del Mercado, en los formatos que éste último defina para este efecto.

Punto de Importación: lugar físico plenamente identificado y caracterizado, ubicado en la Infraestructura de Importación, habilitado para llevar a cabo la introducción a territorio nacional de gas natural obtenido en el exterior. Puede ser o no un Punto de Entrega.

Punto de Inyección: lugar físico donde el vendedor del mercado primario entrega físicamente el gas proveniente de las fuentes de producción conectadas al Sistema Nacional de Transporte. El Punto de Inyección es un Punto de Entrega, y también un Punto de Entrada del SNT, cuando las Fuentes de suministro de gas están conectadas directamente al Sistema Nacional de transporte, SNT. Todos los Puntos de Inyección son Puntos de Entrega.

Punto de Referencia: lugar físico y específico determinado por el Gestor del Mercado, con el fin exclusivo de realizar balances comerciales de que trata el Artículo 21 de la presente resolución.

Puntos Estándar de Entrega: lugar físico plenamente identificado y caracterizado, determinado por la Comisión, que deberán pactar los comercializadores del mercado secundario en los contratos de derechos de suministro, y donde se medirá y se entregará físicamente el gas por parte de los vendedores del mercado secundario y se determinan los precios de intermediación del gas. Puede ser o no un Punto de Entrega'. (Subrayado Fuera de Texto).

De los textos que se subrayan es clara la confusión que se presenta cuando la CREG habla de uno cualquiera de estos 'Puntos'. En el caso particular de los 'Puntos de Entrega' según las definiciones de la CREG transcritas, éstos pueden ser el lugar físico pactado en los contratos de suministro donde se mide, puede ser o no un 'Punto de Importación', puede ser o no un 'Punto de Inyección' y puede ser o no un 'Punto Estándar de Entrega'.

Si el 'Punto de Entrega' se refiere al lugar físico pactado en los contratos de suministro, el productor-comercializador solo podrá declarar 'Puntos de Entrega' para los contratos que se encuentren vigentes, pues no es posible anticipar los 'Puntos de Entrega' que se lleguen a pactar en futuros contratos. En estas circunstancias, no es clara la utilidad que tendría esta información de corte transversal."

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

En la nueva propuesta se está adicionando al texto la claridad de que, en la declaración del vendedor al Gestor del Mercado, para una misma fuente de suministro se pueden declarar uno o varios puntos de entrega. Las fuentes de suministro pueden tener uno o varios puntos de entrega, como se aprecia en la lectura de algunos contratos vigentes.

La utilidad de lo anterior es que, a partir de la información al respecto y de otros criterios adicionales, el Gestor del Mercado deberá determinar los puntos de referencia, que pueden agregar uno a varios puntos de entrega. Ya con los puntos de referencia determinados publicados por el Gestor del Mercado con el detalle de las fuentes de suministro incluidas en cada punto de referencia, los compradores declararán al Gestor del Mercado las cantidades a demandar para cada punto de referencia.

19.13.1.8 GASES DE OCCIDENTE

"Balances comerciales: Busca determinar en cada trimestre de negociación de los contratos de suministro con garantía de firmeza, si hay oferta superavitaria o deficitaria de gas con respaldo físico para cada uno de los veinte (20) trimestres estándar siguientes al trimestre estándar de negociación durante el cual se desarrolla el balance.

Se podría anticipar que para los productores-comercializadores de campos en declinación y de campos que se encuentren en pruebas extensas, aún si cuentan con certificado de reservas probables y/o posibles, una declaración del tenor planteado estará marcada por la incertidumbre y difícilmente dichos productores-comercializadores aceptarán avenirse al cumplimiento de esta norma.

En todo caso, las eventuales declaraciones de la PTDFV signadas por la incertidumbre, serán de poca utilidad para los propósitos de la CREG."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Para la certificación de reservas existen criterios establecidos en normas internacionales adoptadas por la ANH, según se observa en el Acuerdo No. 11 de 2008 de dicha entidad, por medio del cual se adopta la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos en el país. El nivel de incertidumbre por tanto, es mitigado bajo el uso de estas normas.

Si un productor-comercializador considera que hay cantidades que tiene alto riesgo en que puedan ser producidas, y que por tanto, podría incurrir en alto riesgo de incumplimiento de un contrato del tipo firme o que garantiza firmeza, deberá considerar entonces reducir su valor de PTDFV a declarar al Gestor del Mercado, ver respuesta a 19.12.1.4 y a 19.13.1.1.

19.13.1.9 GASES DE OCCIDENTE

"Declaraciones de Demanda

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Así mismo, exigirles a los compradores proyecciones de demanda con un horizonte mínimo de cinco (5) años, especificando el(los) 'Punto(s) de Referencia', discriminando la Demanda Esencial y No Esencial para la que pretenden contratar suministro en firme y diferenciando dichas demandas por tipo de usuario, es un despropósito, en la medida en que la CREG manifiesta que las cantidades que se reporten para la denominada Demanda Esencial no tiene segunda instancia de modificación.

Se habla de despropósito toda vez que en el Proyecto de Resolución 702 002 de 2022, la CREG propone que los usuarios diferentes al residencial podrán escoger libremente la condición de Usuario Regulado o No Regulado, siempre que así lo manifiesten por escrito al Comercializador que lo atiende, lo que los habilita para cambio de Comercializador.

Se pone de manifiesto que de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto 880 de 2007, compilado en el Decreto 1073 de 2015 la Demanda Esencial: 'Corresponde a i) la demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT, ii) la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, iii) la demanda de GNCV, y iv) la demanda de gas natural de las refinerías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazada con energía del sistema interconectado nacional'. (Subrayado Fuera de Texto).

Si se tiene en cuenta que los pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución pueden optar por cambiar su condición de Usuarios Regulados a No Regulados, que la demanda de GNCV recibe tratamiento de Usuario No Regulado y que el Proyecto de Resolución CREG-227 de 2021 castiga los excedentes, la mejor proyección de demanda que reportaría un comprador será una demanda posiblemente subestimada."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

En la propuesta publicada no se impone alguna obligación de cantidades o porcentajes mínimos a ser contratados por parte de los compradores del Mercado Primario de ningún tipo de usuario de sector de consumo, para ningún trimestre estándar de ejecución. Lo que sí proponía como obligatorio era que no se podía modificar la cantidad declarada en la primera instancia para atender la Demanda Esencial, en la segunda instancia de declaración al Gestor del Mercado en que declara lo que se obliga a contratar como máximo para el caso de requerirse el uso de subasta.

En la nueva propuesta se realiza una modificación de la propuesta inicial de modo que las cantidades que no se pueden modificar en la segunda instancia de declaración de los compradores ante el Gestor del Mercado, son las cantidades para atender la Demanda Esencial de usuarios regulados.

Del modo anterior, le corresponde al comprador determinar su estrategia de cantidades a comprar en cada trimestre de negociación previo al trimestre estándar de ejecución futuro, con el fin de asegurar poco a poco la contratación total de ese mismo trimestre estándar del suministro futuro.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Elementos como el que se menciona en el comentario deberían ser tenidos en cuenta por los compradores, así como las posibilidades de atención futura de nueva demanda o de reducción de demanda existente.

Ver numeral a 4.11.1 y ver respuesta a 19.3.1.2 y a 19.7.1.4.

19.13.1.10 GASES DE OCCIDENTE

"El mecanismo propuesto por la CREG y que ha denominado MADE constituye un verdadero galimatías, en el caso de que el balance comercial resulte deficitario. Consideramos nosotros que el mecanismo es innecesariamente complejo. Además de solicitarle a la Comisión que simplifique en la medida de lo posible el esquema, sobre el mismo se plantean las siguientes inquietudes/observaciones/consideraciones:

- Se enfatiza lo ya indicado previamente, en el sentido de que de una proyección de oferta signada por la incertidumbre y de una proyección de demanda seguramente subestimada, el balance resultante resultará espurio y de sus resultados no se podrá inferir la condición superavitaria o deficitaria de la oferta.

- En el caso de superávit, no se encontró el soporte que llevó a la CREG a proponer que después de registrados los contratos con períodos trimestrales de suministro pactados bajo el mecanismo de negociación directa, se podrán negociar las cantidades declaradas de PTDFV y/o CIDVF que hayan quedado disponibles, solamente para el siguiente trimestre estándar al trimestre estándar de negociación, mediante contratos de suministro CF95/CF80 con plazo de ejecución de un (1) mes calendario.

Se requiere conocer el fundamento y el objetivo que persigue la Comisión al imponer el limitante de un (1) mes, si el comprador dueño del contrato de suministro (CF95/CF80) considera que puede comprometer excedentes de estos contratos durante plazos que superen el mes."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Se tiene por objetivo establecer y especificar un mecanismo de acceso MADE que sea claro en el texto y no de lugar a dudas de la manera en que se implementa. Siempre se busca que alineado con lo anterior, el mecanismo sea lo más simple posible, sin que ello signifique reducir su efectividad. En ese sentido, en la nueva propuesta se han hecho ajustes con los cuales alcanzar esos objetivos.

Respecto de proyecciones de oferta y de demanda signadas por la incertidumbre ver numeral 2.2.1, numeral 2.2.2, numeral 4.11.1, respuesta a 19.13.1.1, a 19.13.1.8 y 19.13.1.9.

Por otro lado, los contratos de duración mensual se plantean consecuente con su duración, para ser negociados en el corto plazo previo al inicio del suministro, precisamente por lo mencionado en el mismo comentario sobre incertidumbre en algunos aspectos de la oferta y de la demanda.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

La propuesta lleva a que haya una mayor flexibilidad entre la contratación de mediano plazo y la de largo plazo, y que haya un sustituto de los contratos bimestrales.

No es claro qué se quiere decir con que el comprador de contratos CF95/CF80, pueda comprometer excedentes de tales contratos durante plazos que superen el mes. El comprador en un contrato CF95 puede vender derechos de suministro en el Mercado Secundario, sin que para ello sea relevante el origen del suministro de gas en el Mercado Primario. Si de lo que se trata es de una cesión de contrato (cantidad total contratada) y no de venta de excedentes (cantidad parcial del contrato primario), lo que allí ocurre es una sustitución del comprador del Mercado Primario con otro comprador del mismo Mercado, manteniéndose el mismo vendedor del Mercado Primario en el contrato cedido.

19.13.1.11 GASES DE OCCIDENTE

"En caso de déficit, la CREG no considera que los contratos trimestrales que aquí se reglan, se traslapan con contratos de suministro vigentes ya registrados ante el Gestor y que no tendrían por qué someterse a repartos definidos a prorrata de fuentes y a prorrata de las Demandas Esenciales declaradas. Si la CREG insiste en la implementación del MADE, debe conciliar la propuesta de tal manera que no se desconozcan contratos ya pactados que se encuentre vigentes, en un trimestre estándar en el que se identifique déficit.

Por la misma razón anterior, no estamos de acuerdo con la forma en que la CREG propone que se defina el precio de los contratos para atender Demanda Esencial en un trimestre deficitario, si hay compradores que ya detentan contratos de suministro vigentes para tal trimestre, contratos que ya tienen precios previamente acordados con los respectivos vendedores."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Con la propuesta lo que se espera que ocurra es que quienes ya tiene contratados en el Mercado Primario cantidades de trimestres de suministro futuros, tratándose de vendedores ya no cuentan con esa PTDVF, y podrán ofertar la PTDVF remanente de la fuente de suministro, hasta que se cumpla el plazo del contrato existente. Pero del mismo modo, el comprador no podrá declarar al Gestor del Mercado esas cantidades ya contratadas.

En la nueva propuesta se realizó un ajuste de modo que los contratos vigentes no podrán prorrogarse en ningún caso, a diferencia de la propuesta inicialmente publicada. Ver respuesta a 1.6.1.1 y a 8.2.1.1.

19.13.1.12 GASES DE OCCIDENTE

"Así mismo consideramos en caso de balance deficitario, que la propuesta de la CREG en el sentido de que la falta de acuerdo entre las partes sobre los términos de los contratos de suministro que se suscribirán para atender la Demanda Esencial, da lugar a la "liberación" de las cantidades y que dichas cantidades pueden ser usadas por los vendedores en otras

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

negociaciones o en los procesos de asignación de las cantidades remanentes a la demanda diferente a la Demanda Esencial, contraviene el que coloquialmente se ha denominado Estatuto de Racionamiento Gas expedido por el MME.”

Respuesta:

No se explica en el comentario cómo la posibilidad de liberar cantidades por la no firma de un contrato para atender la Demanda Esencial contraviene lo que se llama en el comentario el Estatuto de Racionamiento expedido por el MME, en el que entendemos que lo que se hace es activar una declaración del Gobierno para priorizar el suministro de gas disponible que se encuentra limitado, a cierto tipo de demanda llamada Demanda Esencial.

En la nueva propuesta se han incluido más condiciones de modo de que se minimice la posibilidad de que no se firme finalmente un contrato para atender Demanda Esencial por motivación justa, cuando las cantidades a comprometer han resultado asignadas como parte del esquema del MADE.

19.14 GASES DEL CARIBE

19.14.1.1 GASES DEL CARIBE

“Se pregunta: ¿al que se hace relación, se involucran todos los campos con independencia de su condición?”

Respuesta:

Ver respuesta a 19.12.1.1.

19.14.1.2 GASES DEL CARIBE

“En consideración a que para este momento todos los productores e importadores tuvieron que haber hecho la declaración ante el ministerio de la PTDF y de la CIDVF, abrir la oportunidad para una declaración distinta, permitiría que las cantidades fueran diferentes. Esto debe ser regulado de manera más estricta por el regulador, de manera tal que no se abra una posibilidad para que los volúmenes de venta de gas se afecten respecto de lo que se declaró frente al mercado”

Respuesta:

Ver respuesta a 19.12.1.2..

19.14.1.3 GASES DEL CARIBE

“Respecto de estos se pregunta lo siguiente:

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

¿Qué ocurre cuando la infraestructura de GNC o de GNL no le pertenece al productor sino que debe ser colocada por el comprador?"

Respuesta:

Ver respuesta a 19.12.1.3.

19.14.1.4 GASES DEL CARIBE

"No es clara la razón por la cual el regulador le permite al productor hacer una declaración menor a aquella que hizo frente al ministerio de minas y energía. Cualquier variación respecto de la declaración hecha al ministerio de minas y energía, o para aumentar las, debe ser claramente explicado y sustentado de manera pública, de forma tal que el Mercado tenga tranquilidad respecto del comportamiento de los agentes en la cadena."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.12.1.4.

19.14.1.5 GASES DEL CARIBE

"Se reitera la necesidad de que el regulador, determine la forma como se define los puntos de referencia, y los criterios que el gestor debe tener en cuenta para la formación de los mismos."

Asimismo, teniendo en cuenta el mecanismo previsto para el funcionamiento de los puntos de referencia, debería incluirse que este debe tener al menos dos por cada punto de referencia."

Respuesta:

Ver respuesta a 4.7.1.3 y a 19.2.1.1.

19.14.1.6 GASES DEL CARIBE

"De acuerdo con lo que se establece la resolución, es evidente que para esta etapa del mecanismo, los compradores no tienen ningún tipo de señal respecto del precio del gas a adquirir. En ese sentido, se entiende que las declaraciones de las cantidades, se darían bajo unos supuestos que cada comprador tendría, que podrían alterarse al momento que los productores revelen el precio."

Respuesta:

Ver numeral a 4.11.1 y ver respuesta a 19.3.1.2 y a 19.7.1.4.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

19.14.1.7 GASES DEL CARIBE

"El reporte del respaldo físico resulta un una contradicción, si se tiene en cuenta que todas las ventas que se hagan en el mercado primario deben tener un respaldo físico, y al mismo tiempo, que todas las modalidades que se pueden ofrecer en el mercado primario, corresponden a contratos en firme o que garantizan firmeza se solicita se aclare a qué se refiere el regulador cuando la demanda tiene que determinar que cantidades requieren respaldo físico, y por lo tanto las reservas necesarias para honrar los compromisos, y cuales son los contratos que se darían sin respaldo físico.

Al mismo tiempo, se solicita aclarar si esto significa que los Productores podrían ofrecer cantidades sin respaldo físico, y por tanto, sin reservas. En caso que sea así, se solicita se incluya dentro del análisis de impacto normativo, y específicamente porque considera el regulador que no se presentaría lo mismo que en el 2010, donde el mercado estaba subcontratado."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.12.1.7.

19.14.1.8 GASES DEL CARIBE

"En este punto específico, el regulador está solicitando a los compradores que tomen una decisión sin tener la totalidad de los datos necesarios para la misma. En ese sentido, el regulador determina que la demanda está obligada a adquirir unos volúmenes determinados, sin conocer el precio y las condiciones con las cuales los mismos se darían, lo cual no resulta razonable."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.12.1.8.

19.14.1.9 GASES DEL CARIBE

"Al mismo tiempo, el regulador estaría creando una situación donde el Productor podría poner cualquier precio a se gas, con la seguridad que la demanda tendría que adquirirla, mucho más si un punto de referencia solo incluye un Productor, con diferentes fuentes de suministro."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.7.1.4.

19.14.1.10 GASES DEL CARIBE

"Se solicita aclarar en este parte lo siguiente:

¿Los compradores serán asignados a cada punto de referencia?

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

¿Los compradores serán asignados a cada fuente de suministro de cada productor de cada punto de referencia?

En caso negativo:

¿Cualquier comprador podría ir a cualquier punto de referencia?

¿Cualquier comprador puede acudir a cualquier productor en cada punto de referencia?

¿Qué ocurre si un punto de referencia tiene un solo productor?"

Respuesta:

Ver respuesta a 19.12.1.10.

19.14.1.11 GASES DEL CARIBE

"Estas facultades que se le otorgan al productor, resultan contradictorias con la de declaración de excedentario de un Punto de Referencia. En ese sentido, un productor podría iniciar una subasta, con mecanismos que no se conocen, y a los cuales el comprador se debe acomodar.

Al mismo tiempo, el regulador dentro de las presentaciones, anunció que esperaba que los productores pudieran hacer discriminaciones, siempre y cuando se respetara el tipo de mercado. En ese sentido, es importante que la CREG de manera expresa determine cuales son las discriminaciones que pueden hacer los productores entre demanda, y determinar los parámetros a los que deben ajustarse en cada caso.

Finalmente, es importante tener en cuenta que es posible que la situación de mayores cantidades demandadas, puede darse para más de un trimestre, por lo que es necesario que el regulador determine la forma como se debe proceder en ese caso específico."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.12.1.11.

19.14.1.12 GASES DEL CARIBE

"Esta previsión no es clara, sobre todo si se tiene en cuenta el tema en la práctica. Si como parece el comprador es libre de adquirir el gas a cualquier productor agrupado en un Punto de Referencia, el comprador en realidad no está atado a ninguno, por lo que no es claro porque solo ha partir de que el procedimiento que implemente un productor, permite que el comprador pueda acudir a otro. Favor aclarar."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.12.1.12.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

19.14.1.13 GASES DEL CARIBE

“Que ocurre si en efecto se presenta una demanda que no se contrató?”

Respuesta:

Ver respuesta a 19.12.1.13.

19.14.1.14 GASES DEL CARIBE

“Se solicita aclarar si, de acuerdo con lo anterior, los contratos CF80 solo podrían pactarse y registrarse, por periodos mensuales, para la demanda regulada no esencial, y solo en el mercado primario. Al mismo tiempo, si son mensuales, significa que deben ser negociados cada mes?”

Respuesta:

Ver respuesta a 19.12.1.14.

19.14.1.15 GASES DEL CARIBE

"Al igual que comentarios anteriores, es importante que la CREG le determine al Gestor los parámetros dentro de los cuales hace la asignación, de manera que no se entienda como una delegación de la función regulatoria, y exista transparencia en las reglas que aplica el Gestor.

Al mismo tiempo, la asignación debería tener en consideración la disponibilidad de la capacidad de transporte, y la cercanía que pueda darse entre los agentes y la fuente respectiva"

Respuesta:

Ver respuesta a 19.12.1.15.

19.14.1.16 GASES DEL CARIBE

“Esta condición no resulta aceptable en un mecanismo de asignación administrada, ya que permitiría a las partes salirse de sus compromisos. En Ese sentido, sería necesario que antes de iniciar el proceso, Los Productores Comercializadores, deban declarar tanto su precio de reserva, como su las garantías de pago que requieren para el efecto, que son las únicas razones por las cuales un Productor podría negarse a suscribir un acuerdo de este tipo.”

Respuesta:

Ver respuesta a 19.12.1.16.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

19.14.1.17 GASES DEL CARIBE

"Para poder hacer una valoración integral de la propuesta del regulador, se requiere necesariamente conocer el funcionamiento de la subasta, máxime si se tiene en cuenta que la demanda esencial es tomadora del precio que resulte de la misma."

Respuesta:

Ver repuesta a 19.2.1.2 y a 19.8.1.13.

19.14.1.18 GASES DEL CARIBE

"Estos apartes de la resolución resultan confusos, según se explica a continuación:

Si los productores tienen que declarar la PTDFV, significa que esta por principio, tiene que tener respaldo físico, es decir, reservas de gas permitan cumplir los compromisos que se adquieren.

Si lo anterior es así, y todas las transacciones del mercado mayorista deben tener respaldo físico, ¿Por qué se incluyen estos parágrafos?

Ahora bien, si la intención es que los vendedores puedan pactar y registrar contratos, sin tener respaldo físico, lo que implica una especulación en el mercado de gas, el regulador debería señalarlo así, de manera que todos los agentes tengan clara la señal respectiva."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.12.1.7.

19.14.1.19 GASES DEL CARIBE

"Como se dijo con anterioridad, es importante que si el regulador requiere grados de discriminación, por ser estos deseables dadas las condiciones del mercado, esto se incluya expresamente como criterio.

En ese sentido, es importante tener en cuenta que muy pocos productores discriminan por tipo de demanda, o por volumen, sino que sacan un solo precio, sin considerar la disponibilidad a pagar de las demandas, si la elasticidad precio de las mismas.

La intervención del regulador sería deseable, ya que es la única excepción a los parámetros de competencia."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.12.1.11.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

19.15 GECELCA

19.15.1.1 GECELCA

"Teniendo en cuenta lo definido en el Mecanismo de Aseguramiento de la Demanda Esencial (MADE), ponemos a consideración de la CREG las siguientes observaciones:

1. Las subastas bajo una condición de escasez del producto se vuelven un instrumento poco competitivo para la negociación de un bien tan necesario como el gas natural. Por lo tanto, consideramos pertinente que se revise la señal de negociación que se está definiendo, teniendo en cuenta los impactos que podría tener sobre el país un incremento en las tarifas de gas natural producto de una alta percepción de escasez y los resultados del balance comercial.

Respuesta:

No se acoge el comentario.

En el comentario no se menciona la razón que lleva a afirmar por qué la subasta es un instrumento poco competitivo, para poder analizar con mejor detalle.

La subasta de reloj ascendente, que se incluye en la nueva propuesta para ser utilizada en el caso de encontrarse puntos de referencia con balances comerciales deficitarios, se ha establecido desde la Resolución CREG 089 de 2013, a la que se han hecho modificaciones no en cuanto a cómo funciona, sino en cuánto a cuándo se usa y ajustes posteriores para utilizarla en las subastas de contrato de las modalidades C1 y C2.

La subasta de sobre cerrado se ha utilizado en las subastas bimestrales de contratos bimestrales y las subastas mensuales de contratos con interrupciones. Tienen ventajas respecto de las subastas de reloj ascendente, pero se observó en su momento que no eran el mecanismo de mercado más eficaz para la asignación de contratos de duraciones mayores. De hecho, se ha observado que hay vendedores del mercado Primario que en aplicación del mecanismo de negociaciones directas utilizan las subastas de sobre cerrado para resolver la asignación de cantidades insuficientes para atender la demanda solicitada.

19.15.1.2 GECELCA

"2. El mecanismo de negociación trimestral tiene un alto riesgo para generadores termoeléctrico que respaldan sus OEF con gas natural dado que no se contaría con la certidumbre de poder respaldar para toda una vigencia la asignación de sus obligaciones en caso que para algunos de los trimestres el balance comercial arroje una condición deficitaria."

Respuesta:

Las Obligaciones de Energía Firme (OEF) requieren la presentación de contratos firmes de suministro y de capacidad de transporte. No se explica en el comentario la razón que llevaría a

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

que asignaciones de suministro en procesos continuos de negociación trimestral, conlleven mayor riesgo a un usuario del sector térmico, que los procesos anuales actuales. La negociación trimestral de la mano de contratos de duración mínima trimestral, de hecho, se considera que reducen el riesgo, pues permiten que se internalice el efecto de un menor plazo de duración de suministro de cantidades que se requieren en períodos estacionales menores a un año donde solo se afectan los precios de un trimestre y las cantidades de un trimestre, versus la afectación de períodos de uno o más años que solo pueden negociar un solo precio para todo el período del contrato.

19.15.1.3 GECELCA

“3. La Generación termoeléctrica que es necesaria para cubrir generación de seguridad en algunas áreas del país, debería ser considerada dentro de la demanda esencial dado el rol fundamental que juega para garantizar la atención segura y confiable de la demanda eléctrica.”

Respuesta:

La determinación de qué sectores de consumo de gas natural hacen parte de la Demanda Esencial no es potestad de la CREG sino del MME. Ver numeral 2.2.3 y respuesta a 1.1.1.1.

19.15.1.4 GECELCA

“4. Consideramos que el ejercicio de simulación que coordinará el Gestor del Mercado con los agentes debe ser realizado antes de la publicación de la resolución definitiva, teniendo en cuenta que con el resultado de este ejercicio se podrían cuantificar de una mejor forma los impactos y le daría mayor transparencia al conocerse la información de oferta y demanda en cada punto de referencia.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Se realizarán talleres explicativos del procedimiento del MADE. Se debe tener en cuenta que las negociaciones entre los vendedores y compradores del Mercado Primario se desarrollan de manera continua con más frecuencia, en cada trimestre de negociación, para contratar cantidades de trimestres estándar de suministro futuros, por lo que no es un solo ejercicio sino la ejecución continua del procedimiento en el tiempo, el que permite a los agentes conocer la información de oferta y demanda de manera más efectiva y útil. Tener en cuenta el análisis del numeral 4.11.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

19.16 GIGAS ENERGY

19.16.1.1 GIGAS ENERGY

“Con el fin de unificar la información y evitar duplicidad de la misma, sugerimos que la información a presentar por parte de los usuarios no regulados que participen en el mercado primario sea únicamente por medio de un comercializador mayorista.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La regulación permite la participación de los usuarios no regulados como compradores del Mercado Primario, por lo que no es viable limitar su participación a través de un comercializador. En la propuesta sí se establece, con el fin de evitar duplicación de una cantidad para atender a un mismo usuario que, en el caso de los usuarios no regulados que participan como compradores en el mercado primario, se requiere que la información sea presentada directamente por estos usuarios. En el caso de los usuarios no regulados que son parte de la Demanda Esencial y que contratan la prestación del servicio en el mercado minorista, la cantidad requerida puede ser informada a través del comercializador, con el fin de evitar duplicidad de las cantidades a contratar.

19.16.1.2 GIGAS ENERGY

“Según establece el artículo referenciado, el Gestor del Mercado deberá informar solo a los vendedores los puntos de referencia y trimestres estandar en los que el balance comercial resultó ser excedentario.”

Respuesta:

El Gestor del Mercado deberá publicar los resultados de los balances comerciales, ya sean superavitarios o deficitarios, obtenidos para cada uno de los puntos de referencia establecidos y para cada uno de los veinte (20) trimestres estándar siguientes al trimestre de negociación. De ese modo todos los agentes deberán enterar de los resultados.

Sin embargo, con el fin de evitar cualquier confusión al respecto, también se obliga al Gestor del Mercado a informar a los vendedores sobre los Puntos de Referencia y Trimestres Estándar en los que el balance comercial resultó ser deficitario, para que estos vendedores procedan a informar al Gestor del Mercado el precio de reserva por cada Punto de Entrega, de cada una de las Fuentes de Suministro sin excepción ninguna, que hacen parte del punto de referencia deficitario.

19.16.1.3 GIGAS ENERGY

“Se sugiere modificar la redacción del artículo para mayor claridad.”

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

‘d. Para determinar el porcentaje de participación de cada comprador, por Punto de Entrega y por cada Fuente de Suministro en ese Punto de Referencia, el Gestor del Mercado tendrá en cuenta: (i) las cantidades totales que reportó para atender Demanda Esencial en ese Punto de Referencia, y (ii) la totalidad de las cantidades para atender Demanda Esencial reportadas en dicho punto por todos los compradores.’”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se realizó una adición de texto e inclusión de fórmulas específicas para que no haya duda de la manera en que el Gestor del Mercado debe proceder para el cálculo de las cantidades requeridas de la Demanda Esencial así como la distribución de las cantidades de las fuentes de suministro a los compradores.

19.17 HOCOL

19.17.1.1 HOCOL

"Mecanismo de Abastecimiento de la Demanda Esencial - MADE

Entendiendo el objetivo de la Comisión de establecer mecanismos que aseguren los contratos de suministro con Respaldo Físico para los agentes que atienden la Demanda Esencial y que dan lugar a la construcción del MADE, consideramos prudente realizar la implementación de este mecanismo de manera gradual como se sugiere a continuación, de modo que se garantice un entendimiento completo del mecanismo por parte de todos los agentes, que se cuente con las condiciones necesarias para que funcione y cumpla sus objetivos, principalmente teniendo en cuenta la complejidad prevista en la implementación y ejecución del mecanismo.

a) Transición al Mecanismo de Abastecimiento de la Demanda Esencial: Esta etapa sugerimos sea llevada a cabo desde la entrada en vigencia de la resolución y hasta el Trimestre estándar de negociación de septiembre a noviembre de 2023. Durante esta etapa se llevarían a cabo las siguientes actividades:

- Comercialización de gas mediante los mecanismos establecidos en la Resolución CREG 186 de 2020, asegurando la priorización en atención a la Demanda Esencial; es decir, que los vendedores del mercado primario tendrían la obligación de desarrollar procesos de comercialización que garanticen el acceso en las negociaciones bilaterales a los agentes que atienden demanda esencial.*

- Simulación de la ejecución del MADE por parte del Gestor del Mercado, utilizando la información de PTDVF y CIVDF actualizada por los agentes de acuerdo con la resolución CREG 084 de 2021, o la que la modifique o sustituya. Esto permitiría un mayor entendimiento de las condiciones de ejecución del mecanismo por parte de todos los agentes, así como le permitiría a la Comisión identificar los ajustes requeridos en la propuesta regulatoria para garantizar el funcionamiento del MADE y el cumplimiento de los objetivos propuestos.*

- Publicación de los borradores de resolución para la debida revisión de los agentes, y la resolución definitiva, que ajuste la ejecución del MADE y provea una versión final para su implementación.*

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

- *Publicación de los borradores de resolución para la debida revisión de los agentes, y la resolución definitiva que reglamente la subasta a realizar para la comercialización de excedentes de gas en los campos mayores, en el caso de trimestres con balances deficitarios, y considerando que la CREG decida implementar este mecanismo de subasta para comercializar esos excedentes.*

b) Implementación definitiva del MADE: Esta etapa sugerimos sea llevada a cabo a partir del Trimestre Estándar de Negociación de septiembre a noviembre de 2023, para contratos que iniciarían desde diciembre de 2023 en adelante. En esta etapa se implementaría el mecanismo junto con todos los ajustes identificados como requeridos durante la etapa de transición y sin dejar condiciones a reglamentar en regulaciones aparte."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

El esquema de negociación planteado, en general parte del principio de que las cantidades a ser requeridas en los trimestres de suministro pueden ser negociadas parcialmente en diferentes trimestres de negociación previos, y no la totalidad en un solo trimestre de negociación. Ver numeral 4.11.1. lo anterior para cualquier tipo de sector de demanda incluyendo los sectores que hacen parte de la Demanda Esencial.

En cuanto a las simulaciones, ver respuesta a 1.2.1.13.

En caso de que sean adoptadas en forma definitiva las propuestas publicadas lo que debe ocurrir es que dichas propuestas entran en vigencia una vez sean publicadas para efectos de ser aplicadas de manera inmediata, así recientemente se hubiese desarrollado el esquema de negociación anual establecido en la Resolución CREG 186 de 2020.

19.17.1.2 HOCOL

"Mecanismo de Abastecimiento de la Demanda Esencial - MADE - Observaciones para la implementación definitiva del MADE:

- *Solicitar al Gestor del Mercado publicar previamente los Puntos de Referencia, así sea de manera indicativa, con base en la información reportada por los agentes según lo establecido en la resolución CREG 084 de 2021, la que la modifique o sustituya."*

Respuesta:

Ver respuesta a 4.3.1.6.

19.17.1.3 HOCOL

"• Acotar la aplicación de este mecanismo a las cantidades requeridas para atender la Demanda Esencial; es decir que los compradores desde el inicio declaren las cantidades requeridas

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

únicamente para atender la Demanda Esencial y que, una vez asignado el gas para esta demanda se proceda con la comercialización de los excedentes bajo los mecanismos de mercado establecidos según los resultados de los balances que desarrolle el Gestor de Mercado, con base en la información reportada por los agentes y las proyecciones de demanda de la UPME.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

El mecanismo propuesto como MADE no solo busca asegurar el acceso a los contratos de tipo firme o que garantizan firmeza a los agentes que atienden o son parte de la Demanda Esencial, sino también a cualquier sector de consumo que no sea parte de la Demanda Esencial. Ahora bien, ante circunstancias de una oferta deficitaria que por lo tanto no permite abastecer completamente las cantidades requeridas por los compradores en la segunda instancia de declaración al Gestor del Mercado, lo que sí se establece adicionalmente es la priorización de cantidades a la Demanda Esencial requerida en esa misma segunda instancia. Los excedentes de cantidades ofrecidas después de esa priorización van a ser asignados mediante el mecanismo de subasta centralizada o mediante los mecanismos de comercialización que establecen los vendedores de fuentes con excepciones a los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG, es decir, a quienes se les permite negociaciones directas en cualquier momento del año.

Ver respuesta a 19.17.1.3.

19.17.1.4 HOCOL

"• Aclarar la declaración de cantidades requeridas por los compradores según los Puntos de Referencia comunicados por el Gestor del Mercado con amplia anticipación."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.17.1.1.

En cada trimestre de negociación se establecen unos plazos para la declaración de cantidades requeridas que surgen de manera dinámica en parte como resultado de los procesos de negociación anteriores, cambios de escenarios de demanda, cambio de escenarios de oferta, etc. De este modo los compradores tienen mayor flexibilidad para determinar las cantidades requeridas sin quedar sujetos de declaraciones de mayor anticipación.

Por otro lado, es de tenerse en cuenta que las cantidades requeridas se declaran para como mínimo, los siguientes veinte trimestres estándar de suministro, dando esto una amplia posibilidad de anticipación.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

19.17.1.5 HOCOL

“• Precisar que los excedentes de comercialización de las fuentes de suministro se puedan comercializar en contratos CF95 o CF80 con duración de 1 a 3 meses, o en contratos de duración mensual para cada uno de los meses de ese Trimestre Estándar; ya que esto permitiría la máxima disponibilidad de gas al mercado.”

Respuesta:

Ver respuesta a 19.7.1.7, a 19.9.1.3 y a 19.13.1.10, entre otras.

19.17.1.6 HOCOL

“• Evaluar un mecanismo alternativo para la comercialización de los excedentes del MADE cuando el trimestre es deficitario en fuentes de suministro distintas a las establecidas en el Artículo 19, como por ejemplo la negociación bilateral, ya que la subasta ha demostrado ser un mecanismo de baja eficiencia, ocasionando restricción a la maximización de producción. En todo caso, se debe asegurar que previo a la implementación definitiva del MADE, se publique la reglamentación de estos mecanismos, ya que en este borrador de resolución no se especifica ni duración, ni modalidad de estos contratos en las subastas.”

Respuesta:

Ver respuesta a 19.7.1.5.

Por otra parte, en la nueva propuesta se incluye el Anexo en que se reglamenta la subasta que se utilizará para efectos de asignación de cantidades de las fuentes de suministro, cuando se presenta un trimestre estándar de ejecución futuro y un punto de referencia con balance comercial deficitario.

19.17.1.7 HOCOL

“• Dar claridad sobre la comercialización de cantidades liberadas para atender demanda diferente a la Esencial, en el caso de no llegar a acuerdo en las condiciones no comerciales de los contratos.”

Respuesta:

En la nueva propuesta se establecen condiciones de declaración al Gestor del Mercado de oferta PTDF/CIDVF de los vendedores del Mercado Primario que buscan disminuir al máximo las posibilidades de que no se llegue a un acuerdo del contenido contractual tanto en contratos de suministro para atender Demanda Esencial como para la demás demanda.

En todo caso, de darse una razón válida para que, después de surtido el MADE, finalmente las partes de un negocio no suscriban y registren el contrato que busca atender a la Demanda Esencial, las cantidades podrán hacer parte del subsiguiente proceso, ya sea para negociar en

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

las demás negociaciones directas, para ser redistribuidas en las priorización de la demás Demanda Esencial si las cantidades no fueron suficientes para atender la totalidad de la Demanda Esencial requerida o para ser parte de las cantidades que se subastan cuando hay oferta comercial deficitaria.

19.17.1.8 HOCOL

“• Precisar la formalización y ejecución de contratos anuales o multianuales que consoliden cantidades comercializadas bajo distintos mecanismos de comercialización, definidos con base en los resultados del balance para cada trimestre, si es excedentario o si es deficitario; ya que del documento soporte de la resolución se puede entender que los contratos resultado de las negociaciones bilaterales en trimestres con balances excedentarios, que han sido registrados en el Gestor del Mercado, pueden ser modificados para incluir las cantidades comercializadas en trimestres con balance deficitario, bajo la asignación de contratos para atender la Demanda Esencial y posterior comercialización de excedentes según el tipo de fuente de suministro.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

En el literal a) del numeral 1.1 del Anexo 1 de la propuesta se establece, entre otros aspectos, que:

*“Los Participantes del Mercado a los que se hace referencia en los Artículos 16 y 17 de esta Resolución **deberán actualizar el registro** ante el Gestor del Mercado, en los eventos en que exista cesión, terminación anticipada o **modificación del contrato** de suministro de gas natural. Para estos efectos, los vendedores y los compradores del Mercado Primario deberán declarar al Gestor del Mercado la información previamente señalada, debidamente actualizada.”* (subrayado con resaltado fuera de texto)

19.17.1.9 HOCOL

“Adicional a lo planteado con respecto al MADE, respetuosamente reiteramos nuestra solicitud de revisar la contradicción que genera la obligación de aplicar este mecanismo para todas las fuentes de suministro, incluyendo las fuentes a las cuales el artículo 12 del Decreto 2100 de 2011, compilado en el Decreto 1073 de 2015, dispone que no aplicarán los mecanismos y procedimientos de comercialización.”

Respuesta:

Ver respuesta a 17.7.1.2.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

19.17.1.10 HOCOL

“Corregir la referencia al Artículo 2.2.2.2.29 del Decreto 1073 de 2015 de la resolución, ya que no corresponde con lo que se menciona en este párrafo 5.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hace la corrección del error de redacción mencionado.

19.17.1.11 HOCOL

"Precisar la opción de prórroga de los contratos de suministro que atiendan Demanda Esencial y/o termoeléctrica, que se menciona en el Artículo 21 de la propuesta regulatoria, ya que en otras partes de esta propuesta como el párrafo c) del Artículo 22 o el párrafo 1 del Artículo 8, únicamente mencionan esta posibilidad para contratos con destino la atención de Demanda Esencial."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Ver respuesta a 1.6.1.1 y a 19.5.1.1.

19.18 ISAGEN

19.18.1.1 ISAGEN

"Entendemos que este es un mecanismo para garantizar el suministro de gas para la demanda ESENCIAL, y que para los trimestres en que el balance muestre que hay déficit, no vemos conveniente, y se desvirtúa el hecho, de realizar subastas para la asignación del gas, toda vez que el mecanismo de subasta se usa para crear competencia entre demandas diferentes que tiene requerimientos, necesidades de contratación y capacidad de pago diferente, pero para este caso, el tipo de demanda es la misma (esencial), en donde la capacidad de pago es semejante (hasta altos costos porque simplemente se trasfiere el precio al usuario final) e igual necesidad de abastecimiento (prioritaria o urgente) por ser demanda esencial. Situación que se agrava en las condiciones actuales del balance de gas en el país (oferta / demanda) donde en el corto plazo se presentará déficit de gas para la demanda no esencial y posteriormente para la demanda esencial."

Teniendo en cuenta lo anterior, proponemos que en los trimestres donde se presente déficit de gas, las cantidades de gas disponibles se repartan proporcionalmente entre la demanda esencial a atender, para esto los agentes que atienden dicha demanda deberán justificar y certificar las cantidades solicitadas, esto para evitar especulaciones en las cantidades para tener en cuenta en la prorrata. Este mecanismo es semejante al utilizado para asignar la capacidad de transporte

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

cuando se presenta déficit, se prioriza a la demanda regulada y la asignación se realiza a prorrata, según lo definido en la Resolución CREG 185 de 2020."

Respuesta:

Efectivamente la propuesta inicial se asemeja a la manera en que se asigna la capacidad de transporte en la Resolución CREG 185 de 2020. La atención de la Demanda Esencial tiene prelación de asignación operativa de gas cuando se presentan las condiciones que se fijan en el Decreto 1073 de 2015 por insuficiencia de gas natural, ya sea originada por la infraestructura de suministro o por la de transporte, o cuando se trate de Racionamiento Programado de Gas Natural del MME.

En la propuesta inicialmente publicada en la Resolución CREG se estableció la manera en que el Gestor del Mercado debía distribuir las cantidades ofrecidas de PTDVF/CIDVF entre las cantidades requeridas para atender la Demanda Esencial, que es básicamente a prorrata entre participación de vendedores y participación de compradores. En la nueva propuesta se añaden las ecuaciones que se deberán aplicar por parte del Gestor del Mercado, para dar claridad adicional al respecto.

Sin embargo, se debe tener en cuenta que los compradores no están obligados a comprar en un solo trimestre de negociación la totalidad de las cantidades requeridas para atender la Demanda Esencial de un trimestre estándar de ejecución futuro, ni se establecen porcentajes o cantidades mínimas para ser adquiridas en trimestres específicos de negociación previos al trimestre estándar de ejecución.

19.18.1.2 ISAGEN

"Adicionar contratos firmes 80% - CF80.

Unificar las siglas del Contrato de Firmeza Condicionada, en algunas partes esta CFC (definición) y en otras CSFC."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se realizan los ajustes correspondientes para que el acrónimo sea CFC.

19.19 MC2 S.A. E.S.P.

19.19.1.1 MC2 S.A. E.S.P.

"El numeral romano v., del literal c, del numeral 1 establece que 'En el caso de los usuarios no regulados que participan como compradores en el mercado primario, se requiere que la información sea presentada, bien sea directamente, o a través de un comercializador mayorista, con el fin de evitar duplicidad de las cantidades a contratar.'

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

No hay claridad sobre el control y/o verificación que se realizará sobre la posible duplicidad en las cantidades contratadas. La expresión 'bien sea directamente, o a través de un comercializador mayorista' no ofrece suficiente claridad sobre la manera en la que en uno u otro caso habrá una verificación del gestor de que no exista, en efecto, duplicidad."

Respuesta:

El escenario más complejo es cuando un usuario no regulado acude a un comercializador para que represente sus cantidades requeridas y decide declarar al Gestor del Mercado simultáneamente cantidades con el mismo fin al Gestor del Mercado, o cuando acude a dos comercializadores simultáneamente. El procedimiento propuesto induce a que los agentes compradores del Mercado Primario, que prefieren las negociaciones directas como mecanismos de comercialización antes que el mecanismo de subasta, sean lo más precisos en las cantidades requeridas que declaran al Gestor del Mercado en la segunda instancia, de modo de no requerir cantidades con alto riesgo de comercialización final.

En todo caso, en la propuesta se hace mención específica del deber de cumplimiento de las reglas de comportamiento de la Resolución CREG 080 de 2019 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

19.19.1.2 MC2 S.A. E.S.P.

"En términos generales el artículo 21 busca regular y explicar en detalle el procedimiento MADE. Sin embargo, es un artículo que tiene un contenido denso, muy largo (más de 10 páginas) que no es fácilmente legible y entendible. La interpretación de las reglas aplicables al MADE no puede estar sujeta a una figura o explicación dentro del documento base; la norma, por sí sola, debe otorgar suficiente claridad."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta el artículo se divide en dos artículos que buscan ser más claros e incluyéndose ecuaciones cuando se considera la necesidad de ello de acuerdo con los comentarios recibidos.

19.19.1.3 MC2 S.A. E.S.P.

"Entendemos el motivo del regulador de garantizar el respaldo físico de los contratos que garantizan firmeza para la atención de la demanda esencial. Sin embargo, es importante que la Comisión tenga en cuenta que toda la demanda, incluyendo la regulada y no regulada esencial y no esencial, como los usuarios no regulados, particularmente aquellos que para el desarrollo de su objeto social requiere de procesos de producción altas y constantes cantidades de energía, también requieren firmeza y de respaldo físico. El regulador, en cumplimiento de normas jerárquicamente superiores a los actos administrativos que emite la CREG (L. 142/94 y D. 2100/11), no solo debe propender por garantizar firmeza a favor de la demanda esencial; debe

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

hacerlo a favor de toda la demanda que así lo requiera. El proceso MADE promueve injustificadamente la contratación residual de cantidades de gas en firme a favor de la demanda no esencial y esto genera incertidumbre.

Si bien la política pública prioriza la atención de la demanda esencial, esta no excluye la atención de la demanda no esencial. Por ello, la política pública y su regulación debe tender a la promoción de actividades de producción e importación que permitan que la demanda, esencial y no esencial, tengan garantía de suministro y, por lo tanto, se garantice el desarrollo de sus actividades económicas y de producción. La regulación de la política pública no puede regular de manera preferente únicamente la atención a la demanda esencial, sino que debe hacer de manera integral para que las necesidades de toda la demanda del servicio de gas sean atendidas.

Es importante, además, que el regulador aclare que su intención no es la de discriminar por tipo de usuario y, por lo tanto, el procedimiento MADE tiende a garantizar la atención de toda la demanda. Sobre todo porque la diferenciación que el Decreto 2100 de la demanda esencial encuentra su razón en las denominadas Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia Transitorias y No Transitorias o Racionamiento Programado, durante las cuales dicha demanda esencial debe ser atendida con contratos firmes o que garanticen firmeza de manera prioritaria y en el orden establecido en los artículos 2.2.2.2.1 y 2.2.2.2.4. del D. 1073/15, so pena de asumir los costos y sanciones asociados. La norma no hace una diferenciación con el propósito de discriminar a la demanda no esencial frente a la prestación del servicio y la firmeza que esta exige. En ese sentido, los prestadores de servicios deben garantizarle a TODOS los usuarios del servicio público de gas combustible la prestación del mismo de manera confiable e ininterrumpida, sin importar su tipo (regulado o no regulado, esencial o no esencial). Interpretar lo contrario sería ir en contra de los preceptos constitucionales y legales que rigen los servicios públicos domiciliarios."

Respuesta:

El Mecanismo MADE es un mecanismo que busca garantizar el acceso a contratos de tipo firme o que garantizan firmeza a todo tipo de sector de demanda, regulada o no regulada. En la propuesta inicial se refleja ese objetivo, ver respuesta a 1.2.1.5.

Por otro lado, todos los contratos de tipo firme o que garantizan firmeza requieren Respaldo Físico, sin que ello dependa del tipo de sector de demanda que se atiende con el contrato. Ver respuesta a 4.21.1.1.

En la política energética establecida en el Decreto 1073 de 2015 hay dos elementos que se establecen a los agentes y al regulador, que particularizan la atención de cierto tipo de sectores de demanda de gas natural, en función de la Demanda Esencial. Ambos se pueden encontrar como complementarios y le corresponde al regulador incorporarlos en las reglas del Mercado. Por un lado, la priorización de la atención de la Demanda Esencial cuando se presenta Racionamiento Programado del MME o cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, originadas en la infraestructura de suministro o de transporte, que impidan la prestación continua del servicio. Por otro lado, en armonía con lo anterior, la contratación de los agentes que atiendan la Demanda Esencial que tienen la obligación de contratar el suministro y el transporte de gas natural para la atención de dicha demanda, según corresponda, con agentes que cuenten con Respaldo Físico.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

De las definiciones contenidas en tal Decreto, se observa que la condición de Respaldo Físico se materializa en contratos de tipo firme o que garantizan firmeza. No es potestad de la CREG modificar la política establecida en el Decreto 1073 de 2015 ni incumplirla.

Es por lo anterior que en la propuesta, en el marco de garantizar el acceso a los contratos de suministro, se establece una priorización de cantidades para atender la Demanda Esencial requerida cuando se presenta un balance comercial deficitario, es decir, cuando las cantidades ofrecidas de PTDFV/CIDVF son inferiores a las cantidades requeridas para cualquier tipo de demanda, no solo para la Demanda Esencial, en la segunda instancia de la declaración que hace los compradores al Gestor del Mercado. Y además, es por ello mismo que se determina que el precio a utilizar en los contratos con la Demanda Esencial priorizada, es el precio de cierre de la subasta que se desarrolle para atender las demás cantidades requeridas para atender la demanda de los sectores que no hacen parte de la Demanda Esencial.

19.19.1.4 MC2 S.A. E.S.P.

"El numeral romano iii, del literal f, del numeral 1 del artículo 21 establece que 'De acuerdo con los valores de los cocientes obtenidos para cada Trimestre Estándar, el Gestor del Mercado declarará que el balance comercial es excedentario cuando el cociente es mayor o igual a cero coma noventa y cuatro (0,94), o que es deficitario, cuando el cociente obtenido es menor a cero coma noventa y cuatro (0,94).'

La norma no aclara de manera expresa que el balance comercial para definir si la oferta presenta un déficit o un excedente está asociada al trimestre estándar y para cada una de las fuentes de producción y puntos de entrega o referencia."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.1.1.1.

19.19.1.5 MC2 S.A. E.S.P. "

"El numeral romano iv, del literal f, del numeral 1 del artículo 21 establece que 'El Gestor del Mercado informará a los vendedores señalados en el Artículo 16 de la presente Resolución sobre los Puntos de Referencia y Trimestres Estándar en los que el balance comercial resultó ser excedentario, y procederá a avanzar con lo dispuesto en el numeral 3 del presente artículo.'

La información sobre el resultado del balance comercial debe ser publicada para todo el mercado y no solo para una parte de los participantes del mercado (vendedores); de lo contrario, el mercado seguirá contando sin la información necesaria para lograr la liquidez que se busca desde hace varios años, e impedirá la gestión y manejo de los riesgos implícitos en estas operaciones."

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Ver respuesta a 19.16.1.2.

19.19.1.6 MC2 S.A. E.S.P.

"El literal c, del numeral 2, del artículo 21 establece que, presentándose un balance comercial excedentario, se encuentra 'un comprador que no ha logrado contratar las cantidades solicitadas a un vendedor, dicho comprador podrá acudir a los demás vendedores de ese mismo Punto de Referencia, para negociar y lograr el suministro de las cantidades que aún no ha contratado.'"

Esta disposición desconoce la realidad del mercado de gas natural en Colombia. Es bien conocido por el regulador que dicho mercado no se caracteriza por tener del lado de la oferta múltiples actores; al contrario, la venta de gas está oligopolizada por lo que no entendemos de qué manera esta señal regulatoria se adapta a las realidades del mercado. ¿Qué ocurre si un comprador no logra contratar las cantidades solicitadas a un vendedor, y en ese Punto de Referencia solo hay un único vendedor?"

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

La propuesta prevé que como resultado de la implementación de los proyectos el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, cada vez será más posible la participación de diversos vendedores para atender la demanda de los compradores en un mismo punto de entrada al SNT. Ahora bien, si se da el caso de un punto de referencia con balance comercial superavitario para un trimestre estándar de ejecución futuro y en dicho punto solo hay un vendedor, no debería ocurrir que se presenten cantidades requeridas por los compradores en la segunda instancia de declaración al Gestor del Mercado, que no sean atendidas por el vendedor.

Sin embargo, en la nueva propuesta se adicionan dos etapas de negociación directa en tales casos, para evitar que se pueda presentar la hipotética situación planteada en el comentario. Ver respuesta a 19.8.1.10.

19.19.1.7 MC2 S.A. E.S.P.

"El literal d, del numeral 3 del artículo 21 establece 'd. El Gestor del Mercado determinará el porcentaje de participación de cada comprador, por Punto de Entrega y por cada Fuente de Suministro en ese Punto de Referencia, con base en las cantidades totales que reportó para atender Demanda Esencial en ese Punto de Referencia, con base en la totalidad de las cantidades para atender Demanda Esencial reportadas en dicho punto por todos los compradores.' La redacción no es suficientemente clara, particularmente por el uso de la expresión 'con base en' para exponer dos fuentes de información (el reporte individual de cada comprador y el reporte en conjunto por todos los compradores). La lectura e interpretación del texto son complejas."

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Ver respuesta a 19.16.1.3.

19.20 NATURGAS

19.20.1.1 NATURGAS

"En este artículo se establecen las disposiciones sobre el MADE (Mecanismo de Aseguramiento de la Demanda Esencial) que en general es un mecanismo de asignación de cantidades de manera trimestral similar a como está establecido en la Resolución CREG 185 de 2020 para el caso de transporte. Esto es, mecanismo en el que trimestralmente se evalúa la oferta y la demanda para trimestres futuros y si hay superávit la asignación se hace mediante negociación entre las partes y si hay déficit la asignación se hace mediante un mecanismo de subasta.

Al respecto consideramos que el MADE es un mecanismo de asignación en el que, distinto al caso de transporte donde hay un precio regulado, no hay señal de precio de entrada. Es decir, cuando los potenciales compradores reportan su demanda al Gestor del Mercado no conocen el precio al cual estarían dispuestos los vendedores a vender esas cantidades. La señal de precio de entrada es fundamental para las demandas elásticas al precio o con sustitutos como son la demanda de GNV, industrial y comercial. Al desconocerse el precio de entrada los compradores no pueden evaluar qué cantidades realmente podrían demandar y posiblemente demandarán la máximas cantidades posibles lo cual presiona a un déficit que llevará a subastas en muchos trimestres pero al final del ejercicio la demanda elástica se reduce con los precios de la subasta. Ahora, en la propuesta tampoco se conoce el tipo de subasta y si habrá o no precio de reserva. Se entiende que el escenario de subasta es donde habría el mayor precio pues se parte de la base de que hay déficit.

Por lo anterior consideramos necesario revisar, y si es del caso reformular, el mecanismo propuesto de tal manera que no se convierta en un esquema que presione los precios al alza de manera artificial, lo cual impactaría principalmente a la demanda regulada."

Respuesta:

Sobre la señal de precio inicial, ver respuesta a 19.3.1.2.

En la nueva propuesta se incluye un Anexo que reglamenta la subasta centralizada comentada. Ver respuesta a 19.2.1.2.

19.20.1.2 NATURGAS

"De otra parte, genera preocupación la aplicación del mecanismo del MADE ante un fenómeno de El Niño donde los generadores térmicos tienen una alta capacidad de pago frente a otras demandas de gas muy elásticas al precio y frente a la demanda regulada que requerirá compras de corto plazo para cubrir los picos según la señal propuesta en la Resolución CREG 227 de 2022. De hecho, la señal regulatoria de la Resolución CREG 226 de 2020 pondría a competir en el corto plazo (i.e. trimestres) compradores térmicos con comercializadores de demanda esencial en las mismas condiciones, y la señal de la Resolución CREG 227 de 2020 incentiva a que el comercializador de demanda regulada contrate los picos en el corto plazo (i.g. trimestres) de tal

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

manera que ante un fenómeno de El Niño los precios a la demanda regulada se incrementarían lo cual no parece consistente con las motivaciones de la propuesta de la Resolución CREG 227. En tal sentido, es necesario revisar las señales propuestas en las resoluciones 226 y 227 de tal forma que haya coherencia. Una alternativa es que la señal de la resolución 227 incentive la contratación de los picos a través de contratos de largo plazo."

Respuesta:

En la propuesta se aumenta la flexibilidad que tienen actualmente los compradores para atender en general sus necesidades de suministro futuro. Por otro lado, es muy importante considerar lo que se ha mencionado en diferentes respuestas respecto de la manera en que un comprador puede, poco a poco en cada trimestre de negociación, ir comprometiendo las cantidades que considera necesarias para atender la demanda, como se menciona en el numeral 4.11.1. Así, se espera que en situaciones de corto plazo en un trimestre de negociación (por ejemplo 2 trimestres antes del trimestre estándar de ejecución) en que se pudiese presentar balances comerciales deficitarios, solamente tenga que adquirir residuos de menores cantidades que no afecten significativamente el precio ponderado a trasladar a los usuarios regulados, así posiblemente el precio de cierre a aplicar a esas cantidades marginales sea alto como consecuencia de la asignación de la subasta.

19.21 PETROMIL

19.21.1.1 PETROMIL

"Aclarar lo qué ocurrirá con aquellos contratos de suministro que fueron suscritos bajo la anterior Resolución 186 de 2020 y en esta normativa no se distingue entre la demanda esencial de aquella que no lo es, sino entre Usuarios Regulados o no Regulados. Dicha aclaración es importante para determinar la vigencia o no de los contratos de suministro que a la fecha se están ejecutando".

Respuesta:

Los contratos que están siendo ejecutados en el momento de que eventualmente entre en vigencia una resolución definitiva con las propuestas planteadas en la nueva propuesta para comentarios, seguirán su ejecución en forma normal. Ver respuesta a 19.13.1.11.

Eso sí, en la nueva propuesta no se permite la prórroga de ningún contrato de suministro vigente, independientemente del tipo de sector de consumo que se atienda con tal contrato. Ver respuesta a 8.3.1.1.

19.22 PRIME ENERGIA

19.22.1.1 PRIME ENERGIA

"Considerando los balances en el suministro de gas natural a mediano plazo, aunado a la propuesta de implementar el Mecanismo de Aseguramiento de la Demanda Esencial - MADE,

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

en la que la demanda térmica al no estar incluida en la definición de Demanda Esencial es atendida de manera residual, consideramos que la demanda térmica no tendría suficientes opciones de contratación en el mercado nacional teniendo que recurrir a alternativas de gas natural importado.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Ver respuesta a 1.2.1.5, a 1.2.1.6, a 1.2.1.7, a 1.3.1.1.

Por otra parte, en el numeral 4.18 se explica una propuesta para efectos de la comercialización de las fuentes de suministro de campos en pruebas o en evaluación sin declaración de comercialidad, que aplica a cualquier tipo de sector de consumo de gas natural. Finalmente se debe tener en cuenta que para la contratación de aquellos trimestres de suministro posteriores a los siguientes veinte trimestres estándar al trimestre de negociación, no se aplican balances comerciales y, por tanto, no hay lugar a priorización de la Demanda Esencial.

19.22.1.2 PRIME ENERGIA

"Consideramos que utilizar la definición de Demanda Esencial en la determinación del balance comercial de gas natural de mediano plazo podría alterar la dimensión del problema de estrechez en el suministro ya identificado por la UPME y no dar las señales adecuadas al mercado para el desarrollo de nuevas fuentes de abastecimiento tanto locales como de gas natural importado.

De acuerdo con las cifras reportadas por el Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, la participación sectorial del sector térmico en la demanda de gas natural para el año 2021 estuvo en el orden del 23%, seguida por el consumo industrial quien tiene la mayor participación con un 30%. Así las cosas, reiteramos que no incluir a la demanda térmica en los balances comerciales genera distorsiones importantes en la suficiencia de gas natural nacional a mediano y largo plazo y posibles riesgos en la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Por una parte, el ejercicio planteado en el numeral 2.2.1 es solo con la intención de identificar parte de la problemática que actualmente se puede presentar desde el punto de vista contractual y considerando las actuales reglas de la comercialización del suministro de gas natural en el mercado mayorista, así como los lineamientos de política energética en ese sentido.

Para los balances comerciales se tendrá en cuenta la información de PTDVF/CIDVF que declaren los vendedores del Mercado Primario al Gestor del Mercado en cada trimestre de negociación así como la información que del mismo modo declaren los compradores al Gestor del Mercado en dos instancias. En esta información de los compradores no se limita en ningún caso qué tipo de sector demanda se debe tener en cuenta para ser declarada. Ver respuesta a 19.19.1.3.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

19.22.1.3 PRIME ENERGIA

"Respecto a los incentivos para nuevas fuentes o nuevos modos de suministro en el Mercado primario, en especial la flexibilidad que se está planteando para la comercialización de Gas Natural Licuado – GNL, ponemos a consideración de esta Comisión que la comercialización de estas fuentes quede excluida del MADE cuando se trate de la atención a la demanda térmica, teniendo en cuenta que ya ha sido excluida del gas local por la definición del Demanda Esencial."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Ver numeral a 2.2.4 y respuesta a 19.22.1.1 y a 19.22.1.2

19.23 PROMIGAS

19.23.1.1 PROMIGAS

"Se debería establecer la obligatoriedad de que los vendedores en el mercado primario ofrezcan en los procesos de comercialización la totalidad de su PTDV declarada y las modalidades contractuales que ofrecerían con los respectivos precios. Serían los compradores los que definirían la modalidad contractual a la que se acogen, las cantidades a contratar y el período o los períodos a contratar, de acuerdo con lo exigido por la regulación."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.13.1.1.

19.23.1.2 PROMIGAS

"Se tienen las siguientes consideraciones sobre los tratamientos que la Comisión propone aplicar a las modalidades CF95 y CF80:

- *Se restringe la modalidad CF80 para la atención de la demanda diferente a la demanda regulada que hace parte de la Demanda Esencial. Tanto los Contratos CF95, como en los Contratos CF80 garantizan el servicio de suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural sin interrupciones, durante un período determinado. La única diferencia esperada entre ambos contratos, como también lo manifiesta la CREG, es el precio. La racionalidad económica indica que la única diferencia justificable entre ambos contratos es el precio. Es decir, se esperaría que el precio del CF80 supere el precio del CF95, en la medida en que en el último caso (CF95) el productor-comercializador estaría asumiendo menor riesgo de demanda.*

Teniendo en cuenta lo anterior, es el comprador el que debería escoger el tipo de contrato que mejor se ajusta a las necesidades de su demanda regulada (esencial y no esencial), teniendo en

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

consideración el precio y el riesgo de excedentes no remunerados que pueda enfrentar (Proyecto de Resolución CREG-227 de 2021)."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.13.1.1.

19.23.1.3 PROMIGAS

"La CREG manifiesta que las modalidades contractuales CF95 y CF80 pueden implicar 'atrapamiento' de cantidades con Respaldo Físico por parte de algunos agentes compradores del mercado primario y que por ello restringe la modalidad CF80 para la atención de la demanda regulada diferente a la Demanda Esencial, en la medida que el 'atrapamiento' será mayor cuando la obligación de pago mínimo es menor respecto de las cantidades de suministro garantizadas.

Según la CREG la disponibilidad de esta nueva modalidad contractual estará sujeta a la existencia de un superávit en el balance comercial, pues en caso contrario la estrechez de la oferta comercial de mediano y largo plazo estimada por la CREG, puede aumentarse.

Las afirmaciones de la CREG, atrás referenciadas, no son ciertas. La Comisión confunde las modalidades contractuales con la demanda de gas. Esta última es la que es, con independencia de la modalidad contractual de suministro que se utilice, en el mercado primario, en el mercado secundario, o en el mercado úselo o véndalo.

- La expresión 'atrapamiento' y su inconveniencia sería válida, si el no uso de este gas 'atrapado' estuviera implicando racionamiento de demanda. Mientras la demanda se encuentre satisfecha no se puede hablar de 'atrapamiento' toda vez que el gas que permanece en los campos es gas que no se requiere.

- Los Contratos CF95 y CF80 garantizan el servicio de suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural que con alta probabilidad se registrará a lo largo de la duración del contrato, más aún con la reducción de la 'Banda de Acotación de Compras de Gas Natural para la atención de la Demanda Regulada Esencial' que propone la CREG en el Proyecto de Resolución 227 de 2021."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.13.1.3.

19.23.1.4 PROMIGAS

"- En este Proyecto de Resolución la CREG autoriza a los productores-comercializadores a vender bajo la modalidad interrumpible, la parte variable de los contratos con modalidades CF80 y CF95, cuando dicha cantidad variable no sea nominada por el comprador. O la parte variable la vende el comprador, o la parte variable la vende el productor-comercializador, en caso de que este gas sea requerido por terceros."

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hace un ajuste al respecto en el sentido que los vendedores del mercado primario podrán negociar directamente el suministro del gas natural mediante contratos con interrupciones de los volúmenes que provengan de la parte variable de los contratos con modalidades CF80 y CF95, cuya nominación podrá ser autorizada por el vendedor del mercado primario siempre y cuando dicha cantidad de pago variable del contrato CF80 y CF95 no sea nominada por el comprador que suscribió dicho contrato.

19.23.1.5 PROMIGAS

"La CREG manifiesta que el uso residual y condicionado de la modalidad CF80 se sustenta también en que se dificulta la realización de un balance comercial, cuando se incluyen las modalidades CF80 y CF95 como opciones simultáneas y que la modalidad CF95 será la base para estimar si la oferta de suministro de gas natural con garantía de firmeza con Respaldo Físico es superavitaria o deficitaria en los períodos futuros de suministro a contratar.

No es una modalidad contractual en particular la que permite definir si el balance comercial es superavitario y suficiente para abastecer la demanda que requiere respaldo físico. Es la disponibilidad de oferta (declaraciones de producción comprometida y no comprometida en contratos) y la proyección de la demanda a la que se le exige suministro de gas con respaldo físico, las variables que permiten establecer dicho balance."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.13.1.5.

19.23.1.6 PROMIGAS

"Por hermenéutica jurídica, consideramos que la obligatoriedad de los productores-comercializadores de declarar la oferta PTDF y/o CIDF, requiere la modificación del Decreto 2100 de 2011, compilado en el Decreto 1073 de 2015, y cuyo artículo 9 establece lo siguiente:

'Declaración de producción. Los productores y los productores-comercializadores de gas natural declararán al MME o a quien este determine y con base en toda la información disponible al momento de calcularla: (i) la PTDV; (ii) la PC debidamente discriminada conforme a lo indicado en los artículos 2° y 8° del presente decreto. Así mismo, el productor que sea el operador del campo declarará: (i) el PP de cada campo, y (ii) el porcentaje de participación de los productores y el Estado en la producción de hidrocarburos de dicho campo o de aquellos de explotación integrada. Tal declaración deberá presentarse desagregada mensualmente, a más tardar, el 31 de marzo de cada año o cuando así lo determine el MME para un periodo de diez (10) años contados a partir de la fecha en el cual se elabora. En el caso de que un productor no cuente con PTDV, así deberá declararlo, motivando y documentando suficientemente esta condición. El

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

productor-comercializador o comercializador que, de conformidad con lo señalado del artículo 6° del presente decreto, comercialice el Gas Natural de Propiedad del Estado proveniente de Regalías y/o de las Participaciones de la ANH deberá declararlo en los términos del presente artículo”.

Respuesta:

Ver respuesta a 19.13.1.6.

19.23.1.7 PROMIGAS

"Propone también la CREG que en dichas declaraciones ‘se deberán especificar las fuentes de suministro y sus cantidades por Punto de Entrega sobre los que se declara la PTDFV y/o CIDVF’.

En el Proyecto de Resolución están definidos los siguientes conceptos:

‘Punto de Entrega: lugar físico identificado y caracterizado, pactado en los contratos de suministro del mercado mayorista donde se mide y los vendedores del mercado primario entregan físicamente el gas y se determinan los precios de venta del gas natural’. Todos los Puntos de entrega deben estar asociados a una o varias Fuentes de Suministro, y así debe estar determinado en los contratos de suministro del mercado mayorista. Un Punto de Entrega puede ser o no un Punto de Importación, así como también un Punto de Entrega puede ser o no un Punto de entrada al Sistema Nacional de transporte. Todos los Puntos de entrega deben ser registrados e informados al Gestor del Mercado, en los formatos que éste último defina para este efecto.

Punto de Importación: lugar físico plenamente identificado y caracterizado, ubicado en la Infraestructura de Importación, habilitado para llevar a cabo la introducción a territorio nacional de gas natural obtenido en el exterior. Puede ser o no un Punto de Entrega.

Punto de Inyección: lugar físico donde el vendedor del mercado primario entrega físicamente el gas proveniente de las fuentes de producción conectadas al Sistema Nacional de Transporte. El Punto de Inyección es un Punto de Entrega, y también un Punto de Entrada del SNT, cuando las Fuentes de suministro de gas están conectadas directamente al Sistema Nacional de transporte, SNT. Todos los Puntos de Inyección son Puntos de Entrega.

Punto de Referencia: lugar físico y específico determinado por el Gestor del Mercado, con el fin exclusivo de realizar balances comerciales de que trata el Artículo 21 de la presente resolución.

Puntos Estándar de Entrega: lugar físico plenamente identificado y caracterizado, determinado por la Comisión, que deberán pactar los comercializadores del mercado secundario en los contratos de derechos de suministro, y donde se medirá y se entregará físicamente el gas por parte de los vendedores del mercado secundario y se determinan los precios de intermediación del gas. Puede ser o no un Punto de Entrega’. (Subrayado Fuera de Texto).

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

De los textos que se subrayan es clara la confusión que se presenta cuando la CREG habla de uno cualquiera de estos 'Puntos'. En el caso particular de los 'Puntos de Entrega' según las definiciones de la CREG transcritas, éstos pueden ser el lugar físico pactado en los contratos de suministro donde se mide, puede ser o no un 'Punto de Importación', puede ser o no un 'Punto de Inyección' y puede ser o no un 'Punto Estándar de Entrega'.

Si el 'Punto de Entrega' se refiere al lugar físico pactado en los contratos de suministro, el productor-comercializador solo podrá declarar 'Puntos de Entrega' para los contratos que se encuentren vigentes, pues no es posible anticipar los 'Puntos de Entrega' que se lleguen a pactar en futuros contratos. En estas circunstancias, no es clara la utilidad que tendría esta información de corte transversal."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.13.1.7.

19.23.1.8 PROMIGAS

"Balances comerciales: Busca determinar en cada trimestre de negociación de los contratos de suministro con garantía de firmeza, si hay oferta superavitaria o deficitaria de gas con respaldo físico para cada uno de los veinte (20) trimestres estándar siguientes al trimestre estándar de negociación durante el cual se desarrolla el balance.

Se podría anticipar que para los productores-comercializadores de campos en declinación y de campos que se encuentren en pruebas extensas, aún si cuentan con certificado de reservas probables y/o posibles, una declaración del tenor planteado estará marcada por la incertidumbre y difícilmente dichos productores-comercializadores aceptarán avenirse al cumplimiento de esta norma.

En todo caso, las eventuales declaraciones de la PTDFV signadas por la incertidumbre, serán de poca utilidad para los propósitos de la CREG."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.13.1.8.

19.23.1.9 PROMIGAS

"Declaraciones de Demanda

Así mismo, exigirles a los compradores proyecciones de demanda con un horizonte mínimo de cinco (5) años, especificando el(los) 'Punto(s) de Referencia', discriminando la Demanda Esencial y No Esencial para la que pretenden contratar suministro en firme y diferenciando dichas demandas por tipo de usuario, es un despropósito, en la medida en que la CREG manifiesta que

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

las cantidades que se reporten para la denominada Demanda Esencial no tiene segunda instancia de modificación.

Se habla de despropósito toda vez que en el Proyecto de Resolución 702 002 de 2022, la CREG propone que los usuarios diferentes al residencial podrán escoger libremente la condición de Usuario Regulado o No Regulado, siempre que así lo manifiesten por escrito al Comercializador que lo atiende, lo que los habilita para cambio de Comercializador.

Se pone de manifiesto que de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto 880 de 2007, compilado en el Decreto 1073 de 2015 la Demanda Esencial: "Corresponde a i) la demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT, ii) la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, iii) la demanda de GNCV, y iv) la demanda de gas natural de las refinerías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazada con energía del sistema interconectado nacional". (Subrayado Fuera de Texto).

Si se tiene en cuenta que los pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución pueden optar por cambiar su condición de Usuarios Regulados a No Regulados, que la demanda de GNCV recibe tratamiento de Usuario No Regulado y que el Proyecto de Resolución CREG-227 de 2021 castiga los excedentes, la mejor proyección de demanda que reportaría un comprador será una demanda posiblemente subestimada."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.13.1.9.

19.23.1.10 PROMIGAS

"El mecanismo propuesto por la CREG y que ha denominado MADE constituye un verdadero galimatías, en el caso de que el balance comercial resulte deficitario. Consideramos nosotros que el mecanismo es innecesariamente complejo. Además de solicitarle a la Comisión que simplifique en la medida de lo posible el esquema, sobre el mismo se plantean las siguientes inquietudes/observaciones/consideraciones:

- Se enfatiza lo ya indicado previamente, en el sentido de que de una proyección de oferta signada por la incertidumbre y de una proyección de demanda seguramente subestimada, el balance resultante resultará espurio y de sus resultados no se podrá inferir la condición superavitaria o deficitaria de la oferta.

- En el caso de superávit, no se encontró el soporte que llevó a la CREG a proponer que después de registrados los contratos con períodos trimestrales de suministro pactados bajo el mecanismo de negociación directa, se podrán negociar las cantidades declaradas de PTDFV y/o CIDVF que hayan quedado disponibles, solamente para el siguiente trimestre estándar al trimestre estándar de negociación, mediante contratos de suministro CF95/CF80 con plazo de ejecución de un (1) mes calendario.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Se requiere conocer el fundamento y el objetivo que persigue la Comisión al imponer el limitante de un (1) mes, si el comprador dueño del contrato de suministro (CF95/CF80) considera que puede comprometer excedentes de estos contratos durante plazos que superen el mes."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.13.1.10.

19.23.1.11 PROMIGAS

"En caso de déficit, la CREG no considera que los contratos trimestrales que aquí se reglan, se traslapan con contratos de suministro vigentes ya registrados ante el Gestor y que no tendrían por qué someterse a repartos definidos a prorrata de fuentes y a prorrata de las Demandas Esenciales declaradas. Si la CREG insiste en la implementación del MADE, debe conciliar la propuesta de tal manera que no se desconozcan contratos ya pactados que se encuentre vigentes, en un trimestre estándar en el que se identifique déficit.

Por la misma razón anterior, no estamos de acuerdo con la forma en que la CREG propone que se defina el precio de los contratos para atender Demanda Esencial en un trimestre deficitario, si hay compradores que ya detentan contratos de suministro vigentes para tal trimestre, contratos que ya tienen precios previamente acordados con los respectivos vendedores."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.13.1.11.

19.23.1.12 PROMIGAS

"Así mismo consideramos en caso de balance deficitario, que la propuesta de la CREG en el sentido de que la falta de acuerdo entre las partes sobre los términos de los contratos de suministro que se suscribirán para atender la Demanda Esencial, da lugar a la 'liberación' de las cantidades y que dichas cantidades pueden ser usadas por los vendedores en otras negociaciones o en los procesos de asignación de las cantidades remanentes a la demanda diferente a la Demanda Esencial, contraviene el que coloquialmente se ha denominado Estatuto de Racionamiento Gas expedido por el MME."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.13.1.12.

19.24 SSPD

19.24.1.1 SSPD

"De acuerdo con lo que se plantea en el documento CREG 188 de 2021:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

'En cuanto al precio del suministro se prevé que el mismo no se vea afectado al alza por las nuevas medidas regulatorias que se proponen y que se puedan negociar los contratos con garantía de firmeza de manera que aumente el uso del gas natural que se encuentra disponible o puede ser producido (pág. 113)'

No obstante lo anterior, y a pesar de que este mecanismo se considera adecuado para asegurar el suministro a la demanda esencial, esta Superintendencia considera que el MADE, al desarrollarse dentro de una ventana de tiempo de 20 trimestres, podría conllevar a que el mercado perciba señales de escasez al menos en algunos puntos de referencia y esto conlleve a un incremento de precios para la demanda esencial. Se sugiere a la CREG que realice una evaluación de este posible efecto en el mercado mayorista."

Respuesta:

La estimación mencionada en el comentario se encuentra incluida en el numeral 5 "ANÁLISIS DE IMPACTOS" del documento de soporte CREG D 188 de 2021, partiendo de que se mantengan las condiciones que se han presentado en el Mercado Primario de suficiencia de oferta para atender las necesidades de la demanda de corto y mediano plazo (hasta 3 años). Con la propuesta de que los compradores declaren al Gestor del Mercado las cantidades requeridas para ser contratadas y que dicha información se haga pública, junto con la posibilidad de que las compras se hagan de manera parcial en diferentes trimestres de negociación para atender un trimestre estándar de ejecución futuro, se espera que haya mejor posición negociadora de los compradores ante los vendedores.

Asimismo, con la implementación de los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural se espera que haya mayor competencia entre diferentes vendedores para atender una misma demanda. Sin embargo, en caso de materializarse la situación de insuficiencia de oferta es posible que se presenten altos precios para cubrir el faltante de suministro, sin que tengan el mismo impacto negativo que tendrían bajo la regulación actual. Ver respuesta a 19.20.1.2.

Como ya se ha mencionado en este documento, los sectores de consumo que hacen parte de la Demanda Esencial tienen una priorización operativa de suministro fijada por la política energética, ver numeral 2.2.3. Es una priorización que da mayor garantía de suministro ante condiciones de fuerza mayor, respecto de otros sectores de consumo que suscriben los mismos contratos de tipo firme o que garantizan firmeza que suscriben los agentes que atiende a la Demanda Esencial. Es por ello que se ha propuesto como precio de los contratos de suministro del tipo firme o que garantizan firmeza para atender la Demanda Esencial, los precios de cierre de la subasta de la fuente de suministro que se contrata al que le serán asignadas cantidades a los demás sectores de consumo de gas natural.

19.24.1.2 SSPD

"Al respecto, la Superintendencia de Servicios Públicos estima inconveniente que en los escenarios de negociación cuando los balances comerciales sean excedentarios, se permita recibir solicitudes de suministro con Respaldo Físico por un total de cantidades superior a las declaradas al Gestor del Mercado por el vendedor para ese mismo Punto de Referencia, toda

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

vez que, se supone, el excedente fue calculado con base en el reporte de la información de cantidades que se obligan adquirir los compradores en el Mercado Primario.

Por lo anterior, no se debería considerar la posibilidad de implementar un mecanismo de asignación ‘transparente y neutral’, sino acotar las solicitudes de suministro al máximo solicitado inicialmente.”

Respuesta:

En la nueva propuesta se establecen dos etapas de negociación directa cuando se obtiene un balance comercial superavitario. Ver numeral 4.11.2.

19.24.1.3 SSPD

“Así mismo, en caso de que esta situación derive en una necesidad del comprador de acudir a otros mecanismos de mercado para cubrir su demanda esencial, estimamos necesario que el Gestor del Mercado de Gas debe reportar esta situación a la SSPD con el fin de que se evalúe el impacto en la eficiencia del precio que se traslada al usuario final.”

Respuesta:

En la nueva propuesta se incluyen más elementos que buscan evitar que finalmente no se suscriba y registre algún contrato de suministro, tanto para atender la Demanda Esencial como la demás demanda sobre la que se declararon cantidades requeridas en la segunda instancia de declaración de los compradores, cuando el balance comercial resulta superavitario.

Si finalmente no se llega a suscribir el contrato deberá haber una razón válida que explique dicha situación, bien sea de la parte vendedora o de la parte compradora, sobre todo en el caso de que la parte compradora se vea en necesidad de suscribir un contrato con otro vendedor con precios superiores al que habría suscrito con la parte vendedora inicial en atención de usuarios similares con condiciones similares. Esto en la medida que dichas conductas implican gestiones debidas para la atención de su demanda y la correcta prestación del servicio público domiciliario.

Se considera que en este caso le corresponde a la parte compradora acudir a las autoridades de vigilancia y control para presentar la queja sobre la situación, ya sea a la SSPD o a la SIC. Se considera que el Gestor del Mercado no cuenta con la información suficiente para saber si la situación planteada en el comentario pudo o no haber ocurrido y si la razón de no suscribirse finalmente el contrato es válida o no.

19.25 SURTIGAS

19.25.1.1 SURTIGAS

“Se debería establecer la obligatoriedad de que los vendedores en el mercado primario ofrezcan en los procesos de comercialización la totalidad de su PTDV declarada y las modalidades contractuales que ofrecerían con los respectivos precios. Serían los compradores los que

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

definirían la modalidad contractual a la que se acogen, las cantidades a contratar y el período o los períodos a contratar, de acuerdo con lo exigido por la regulación.”

Respuesta:

Ver respuesta a 19.13.1.1.

19.25.1.2 SURTIGAS

"Se tienen las siguientes consideraciones sobre los tratamientos que la Comisión propone aplicar a las modalidades CF95 y CF80:

▪ *Se restringe la modalidad CF80 para la atención de la demanda diferente a la demanda regulada que hace parte de la Demanda Esencial. Tanto los Contratos CF95, como en los Contratos CF80 garantizan el servicio de suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural sin interrupciones, durante un período determinado. La única diferencia esperada entre ambos contratos, como también lo manifiesta la CREG, es el precio. La racionalidad económica indica que la única diferencia justificable entre ambos contratos es el precio. Es decir, se esperaría que el precio del CF80 supere el precio del CF95, en la medida en que en el último caso (CF95) el productor-comercializador estaría asumiendo menor riesgo de demanda.*

Teniendo en cuenta lo anterior, es el comprador el que debería escoger el tipo de contrato que mejor se ajusta a las necesidades de su demanda regulada (esencial y no esencial), teniendo en consideración el precio y el riesgo de excedentes no remunerados que pueda enfrentar (Proyecto de Resolución CREG-227 de 2021)."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.13.1.1.

19.25.1.3 SURTIGAS

"La CREG manifiesta que las modalidades contractuales CF95 y CF80 pueden implicar "atrapamiento" de cantidades con Respaldo Físico por parte de algunos agentes compradores del mercado primario y que por ello restringe la modalidad CF80 para la atención de la demanda regulada diferente a la Demanda Esencial, en la medida que el "atrapamiento" será mayor cuando la obligación de pago mínimo es menor respecto de las cantidades de suministro garantizadas.

Según la CREG la disponibilidad de esta nueva modalidad contractual estará sujeta a la existencia de un superávit en el balance comercial, pues en caso contrario la estrechez de la oferta comercial de mediano y largo plazo estimada por la CREG, puede aumentarse.

Las afirmaciones de la CREG, atrás referenciadas, no son ciertas. La Comisión confunde las modalidades contractuales con la demanda de gas. Esta última es la que es, con independencia

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

de la modalidad contractual de suministro que se utilice, en el mercado primario, en el mercado secundario, o en el mercado úselo o véndalo.

- La expresión “atrapamiento” y su inconveniencia sería válida, si el no uso de este gas “atrapado” estuviera implicando racionamiento de demanda. Mientras la demanda se encuentre satisfecha no se puede hablar de “atrapamiento” toda vez que el gas que permanece en los campos es gas que no se requiere.

- Los Contratos CF95 y CF80 garantizan el servicio de suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural que con alta probabilidad se registrará a lo largo de la duración del contrato, más aún con la reducción de la “Banda de Acotación de Compras de Gas Natural para la atención de la Demanda Regulada Esencial” que propone la CREG en el Proyecto de Resolución 227 de 2021.”

Respuesta:

Ver respuesta a 19.13.1.3.

19.25.1.4 SURTIGAS

“ En este Proyecto de Resolución la CREG autoriza a los productores-comercializadores a vender bajo la modalidad interrumpible, la parte variable de los contratos con modalidades CF80 y CF95, cuando dicha cantidad variable no sea nominada por el comprador. O la parte variable la vende el comprador, o la parte variable la vende el productor-comercializador, en caso de que este gas sea requerido por terceros.”

Respuesta:

Ver respuesta a 19.13.1.4.

19.25.1.5 SURTIGAS

“La CREG manifiesta que el uso residual y condicionado de la modalidad CF80 se sustenta también en que se dificulta la realización de un balance comercial, cuando se incluyen las modalidades CF80 y CF95 como opciones simultáneas y que la modalidad CF95 será la base para estimar si la oferta de suministro de gas natural con garantía de firmeza con Respaldo Físico es superavitaria o deficitaria en los períodos futuros de suministro a contratar.

No es una modalidad contractual en particular la que permite definir si el balance comercial es superavitario y suficiente para abastecer la demanda que requiere respaldo físico. Es la disponibilidad de oferta (declaraciones de producción comprometida y no comprometida en contratos) y la proyección de la demanda a la que se le exige suministro de gas con respaldo físico, las variables que permiten establecer dicho balance.”

Respuesta:

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Ver respuesta a 19.13.1.5.

19.25.1.6 SURTIGAS

"Por hermenéutica jurídica, consideramos que la obligatoriedad de los productores-comercializadores de declarar la oferta PTDF y/o CIDF, requiere la modificación del Decreto 2100 de 2011, compilado en el Decreto 1073 de 2015, y cuyo artículo 9 establece lo siguiente:

'Declaración de producción. Los productores y los productores-comercializadores de gas natural declararán al MME o a quien este determine y con base en toda la información disponible al momento de calcularla: (i) la PTDV; (ii) la PC debidamente discriminada conforme a lo indicado en los artículos 2° y 8° del presente decreto. Así mismo, el productor que sea el operador del campo declarará: (i) el PP de cada campo, y (ii) el porcentaje de participación de los productores y el Estado en la producción de hidrocarburos de dicho campo o de aquellos de explotación integrada. Tal declaración deberá presentarse desagregada mensualmente, a más tardar, el 31 de marzo de cada año o cuando así lo determine el MME para un periodo de diez (10) años contados a partir de la fecha en el cual se elabora. En el caso de que un productor no cuente con PTDV, así deberá declararlo, motivando y documentando suficientemente esta condición. El productor-comercializador o comercializador que, de conformidad con lo señalado del artículo 6° del presente decreto, comercialice el Gas Natural de Propiedad del Estado proveniente de Regalías y/o de las Participaciones de la ANH deberá declararlo en los términos del presente artículo'.

Respuesta:

Ver respuesta a 19.13.1.6.

19.25.1.7 SURTIGAS

"Propone también la CREG que en dichas declaraciones 'se deberán especificar las fuentes de suministro y sus cantidades por Punto de Entrega sobre los que se declara la PTDF y/o CIDF'.

En el Proyecto de Resolución están definidos los siguientes conceptos:

'Punto de Entrega: lugar físico identificado y caracterizado, pactado en los contratos de suministro del mercado mayorista donde se mide y los vendedores del mercado primario entregan físicamente el gas y se determinan los precios de venta del gas natural. Todos los Puntos de entrega deben estar asociados a una o varias Fuentes de Suministro, y así debe estar determinado en los contratos de suministro del mercado mayorista. Un Punto de Entrega puede ser o no un Punto de Importación, así como también un Punto de Entrega puede ser o no un Punto de entrada al Sistema Nacional de transporte. Todos los Puntos de entrega deben ser registrados e informados al Gestor del Mercado, en los formatos que éste último defina para este efecto.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Punto de Importación: lugar físico plenamente identificado y caracterizado, ubicado en la Infraestructura de Importación, habilitado para llevar a cabo la introducción a territorio nacional de gas natural obtenido en el exterior. Puede ser o no un Punto de Entrega.

Punto de Inyección: lugar físico donde el vendedor del mercado primario entrega físicamente el gas proveniente de las fuentes de producción conectadas al Sistema Nacional de Transporte. El Punto de Inyección es un Punto de Entrega, y también un Punto de Entrada del SNT, cuando las Fuentes de suministro de gas están conectadas directamente al Sistema Nacional de transporte, SNT. Todos los Puntos de Inyección son Puntos de Entrega.

Punto de Referencia: lugar físico y específico determinado por el Gestor del Mercado, con el fin exclusivo de realizar balances comerciales de que trata el Artículo 21 de la presente resolución.

Puntos Estándar de Entrega: lugar físico plenamente identificado y caracterizado, determinado por la Comisión, que deberán pactar los comercializadores del mercado secundario en los contratos de derechos de suministro, y donde se medirá y se entregará físicamente el gas por parte de los vendedores del mercado secundario y se determinan los precios de intermediación del gas. Puede ser o no un Punto de Entrega'. (Subrayado Fuera de Texto).

De los textos que se subrayan es clara la confusión que se presenta cuando la CREG habla de uno cualquiera de estos 'Puntos'. En el caso particular de los 'Puntos de Entrega' según las definiciones de la CREG transcritas, éstos pueden ser el lugar físico pactado en los contratos de suministro donde se mide, puede ser o no un 'Punto de Importación', puede ser o no un 'Punto de Inyección' y puede ser o no un 'Punto Estándar de Entrega'.

Si el 'Punto de Entrega' se refiere al lugar físico pactado en los contratos de suministro, el productor-comercializador solo podrá declarar 'Puntos de Entrega' para los contratos que se encuentren vigentes, pues no es posible anticipar los 'Puntos de Entrega' que se lleguen a pactar en futuros contratos. En estas circunstancias, no es clara la utilidad que tendría esta información de corte transversal."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.13.1.7.

19.25.1.8 SURTIGAS

"Balances comerciales: Busca determinar en cada trimestre de negociación de los contratos de suministro con garantía de firmeza, si hay oferta superavitaria o deficitaria de gas con respaldo físico para cada uno de los veinte (20) trimestres estándar siguientes al trimestre estándar de negociación durante el cual se desarrolla el balance.

Se podría anticipar que para los productores-comercializadores de campos en declinación y de campos que se encuentren en pruebas extensas, aún si cuentan con certificado de reservas

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

probables y/o posibles, una declaración del tenor planteado estará marcada por la incertidumbre y difícilmente dichos productores-comercializadores aceptarán avenirse al cumplimiento de esta norma.

En todo caso, las eventuales declaraciones de la PTDFV signadas por la incertidumbre, serán de poca utilidad para los propósitos de la CREG.”

Respuesta:

Ver respuesta a 19.13.1.8.

19.25.1.9 SURTIGAS

"Declaraciones de Demanda

Así mismo, exigirles a los compradores proyecciones de demanda con un horizonte mínimo de cinco (5) años, especificando el(los) ‘Punto(s) de Referencia’, discriminando la Demanda Esencial y No Esencial para la que pretenden contratar suministro en firme y diferenciando dichas demandas por tipo de usuario, es un despropósito, en la medida en que la CREG manifiesta que las cantidades que se reporten para la denominada Demanda Esencial no tiene segunda instancia de modificación.

Se habla de despropósito toda vez que en el Proyecto de Resolución 702 002 de 2022, la CREG propone que los usuarios diferentes al residencial podrán escoger libremente la condición de Usuario Regulado o No Regulado, siempre que así lo manifiesten por escrito al Comercializador que lo atiende, lo que los habilita para cambio de Comercializador.

Se pone de manifiesto que de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto 880 de 2007, compilado en el Decreto 1073 de 2015 la Demanda Esencial: ‘Corresponde a i) la demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT, ii) la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, iii) la demanda de GNCV, y iv) la demanda de gas natural de las refinerías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazada con energía del sistema interconectado nacional’. (Subrayado Fuera de Texto).

Si se tiene en cuenta que los pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución pueden optar por cambiar su condición de Usuarios Regulados a No Regulados, que la demanda de GNCV recibe tratamiento de Usuario No Regulado y que el Proyecto de Resolución CREG-227 de 2021 castiga los excedentes, la mejor proyección de demanda que reportaría un comprador será una demanda posiblemente subestimada."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.13.1.9.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

19.25.1.10 SURTIGAS

"El mecanismo propuesto por la CREG y que ha denominado MADE constituye un verdadero galimatías, en el caso de que el balance comercial resulte deficitario. Consideramos nosotros que el mecanismo es innecesariamente complejo. Además de solicitarle a la Comisión que simplifique en la medida de lo posible el esquema, sobre el mismo se plantean las siguientes inquietudes/observaciones/consideraciones:

- Se enfatiza lo ya indicado previamente, en el sentido de que de una proyección de oferta signada por la incertidumbre y de una proyección de demanda seguramente subestimada, el balance resultante resultará espurio y de sus resultados no se podrá inferir la condición superavitaria o deficitaria de la oferta.

- En el caso de superávit, no se encontró el soporte que llevó a la CREG a proponer que después de registrados los contratos con períodos trimestrales de suministro pactados bajo el mecanismo de negociación directa, se podrán negociar las cantidades declaradas de PTDVF y/o CIDVF que hayan quedado disponibles, solamente para el siguiente trimestre estándar al trimestre estándar de negociación, mediante contratos de suministro CF95/CF80 con plazo de ejecución de un (1) mes calendario.

Se requiere conocer el fundamento y el objetivo que persigue la Comisión al imponer el limitante de un (1) mes, si el comprador dueño del contrato de suministro (CF95/CF80) considera que puede comprometer excedentes de estos contratos durante plazos que superen el mes."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.13.1.10.

19.25.1.11 SURTIGAS

"En caso de déficit, la CREG no considera que los contratos trimestrales que aquí se reglan, se traslapan con contratos de suministro vigentes ya registrados ante el Gestor y que no tendrían por qué someterse a repartos definidos a prorrata de fuentes y a prorrata de las Demandas Esenciales declaradas. Si la CREG insiste en la implementación del MADE, debe conciliar la propuesta de tal manera que no se desconozcan contratos ya pactados que se encuentren vigentes, en un trimestre estándar en el que se identifique déficit.

Por la misma razón anterior, no estamos de acuerdo con la forma en que la CREG propone que se defina el precio de los contratos para atender Demanda Esencial en un trimestre deficitario, si hay compradores que ya detentan contratos de suministro vigentes para tal trimestre, contratos que ya tienen precios previamente acordados con los respectivos vendedores."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.13.1.11.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

19.25.1.12 SURTIGAS

“Así mismo consideramos en caso de balance deficitario, que la propuesta de la CREG en el sentido de que la falta de acuerdo entre las partes sobre los términos de los contratos de suministro que se suscribirán para atender la Demanda Esencial, da lugar a la “liberación” de las cantidades y que dichas cantidades pueden ser usadas por los vendedores en otras negociaciones o en los procesos de asignación de las cantidades remanentes a la demanda diferente a la Demanda Esencial, contraviene el que coloquialmente se ha denominado Estatuto de Racionamiento Gas expedido por el MME.”

Respuesta:

Ver respuesta a 19.13.1.12.

19.26 TEBSA

19.26.1.1 TEBSA

"En cuanto al Mecanismo de Aseguramiento de la Demanda Esencial, MADE, consideramos que la terminal de importación debe primar para su uso en la demanda termica, siendo que esta se concibió para este fin y para el denominado grupo GT."

Respuesta:

No es del alcance de la resolución del Mercado Mayorista de Gas Natural la regulación de los servicios asociados al acceso y/o uso de las infraestructuras de regasificación de gas y en general los servicios asociados a las infraestructuras de importación de gas.

19.26.1.2 TEBSA

“Se menciona también que los participantes del MP que cuenten con contratos de suministro en ejecución al momento de la entrada en vigencia de esta resolución y que atiendan demanda esencial y/o termoeléctrica deberán informar y registrar ante el gestor de mercado, para lo cual consideramos que en este mecanismo no debe ser incluida la demanda termica, a menos que sea considerada como demanda esencial.”

Respuesta:

Ver respuesta a 19.13.1.11.

19.26.1.3 TEBSA

“En el numeral 1. de Divulgación de la oferta de PTDVF, CIDVF, ítem a) iii. consideramos que en esta redacción no se está reconociendo las características particulares que tiene el GNL en su proceso de adquisición y consumo, las cuales, siendo de acceso amplio y suficiente, requiere

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

unas condiciones mínimas según las características técnicas de la infraestructura; caso contrario a las fuentes de producción de campos nacionales tradicionales. En la misma vía va el comentario del iv. la CIDVF debe cumplir sus características particulares en la entrega.”

Respuesta:

Ver numeral 4.4.

19.26.1.4 TEBSA

“De igual manera consideramos que el mecanismo propuesto en este artículo requiere capacitaciones para entender su funcionamiento, entender como aplicaría el gestor de mercado, y como sería la transición, así como pruebas de aplicación

Como este mecanismo requiere unas fechas particulares de publicaciones, reportes, etc, consideramos que el gestor debe tener un reporte con estas fechas y publicarlo para los agentes.”

Respuesta:

Ver respuesta a 1.2.1.13 y a 19.2.1.2.

19.26.1.5 TEBSA

“En el numeral 2 de Negociación y/o asignación de PTDVF y CIDVF, en el punto d. se esta priorizando la demanda esencial, dejando de lado la demanda térmica, y sin que esta tenga algún recurso adicional para preveer su demanda.”

Respuesta:

Ver respuestas a 1.6.1.1 y a 19.22.

19.26.1.6 TEBSA

“¿En el punto h. se indica que solo se puede negociar cantidades disponibles para el trimestre estandar de negociación, por qué no pudiesen ser los 20 trimestres coincidentes al periodo del balance?”

Respuesta:

Ver numeral 4.11.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

19.26.1.7 TEBSA

“En el Parágrafo 5. ‘Los vendedores del Mercado Primario no podrán tener contratado el suministro bajo alguna de las modalidades que requiere Respaldo Físico, de cantidades de gas que, en total para un determinado mes de ejecución y una determinada Fuente de Suministro, superen el Potencial de Producción’ A que se refieren con un determinado mes?”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva versión se precisa con más detalle el texto, toda vez que lo que se busca expresar es que en cualquier mes del período para cualquier fuente de suministro se deberá cumplir la condición establecida.

19.27 TERPEL

19.27.1.1 TERPEL

"Entendiendo el esfuerzo de la CREG de crear un mecanismo para asegurar el suministro en firme de gas para la demanda esencial, de acuerdo con las revisiones de los productores existen varias inquietudes sobre la efectividad del mecanismo. A continuación, algunos comentarios al respecto:

- El mercado de gas natural en Colombia está concentrado en dos regiones y pocos puntos de entrega, o para el caso del MADE, puntos de referencia donde se realizarían los balances trimestrales de oferta y demanda de gas. Los puntos de referencia resultantes de los análisis que realice el Gestor del Mercado, y posteriormente los balances de oferta / demanda, podrían ser distorsionados, debido a que puede existir el caso en el que se reporte una PTDVF excedentario en un punto de referencia donde la mayor parte de la demanda no sea esencial, y en otro punto de referencia ocurra lo contrario (mayor demanda esencial, baja PTDV), pero que en la práctica y realidad operativa, puedan suplirse las necesidades de la demanda esencial en un punto deficitario, desde un punto excedentario, sin necesidad de acudir a un proceso de subasta que genere percepción de desabastecimiento en algunas zonas del país."*

Respuesta:

Ver respuesta a 19.2.1.1.

19.27.1.2 TERPEL

“• Aún hay poco entendimiento del MADE y no se conocen ejercicios o pruebas prácticas previas que demuestren la efectividad de este mecanismo bajo los términos propuestos. Al respecto es necesario que se realicen análisis de los posibles puntos de referencias y balances teniendo en cuenta las declaraciones de producción actuales, para evaluar la conveniencia o no, de este mecanismo para el mercado.”

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Ver respuesta a 19.2.1.2.

19.27.1.3 TERPEL

“• Los mecanismos actuales para garantizar que los usuarios regulados se contraten en firme, han sido efectivos. De acuerdo con los procesos de comercialización resultantes de los últimos años, esta demanda ha sido efectiva en contratarse a largo plazo durante las etapas de negociación directa bajo el esquema actual de comercialización. Eso ha llevado a que en los procesos de comercialización de 2020 y 2021, no se hayan presentado solicitudes de reserva de cantidades para usuarios regulados. De igual manera, en los procesos de comercialización de 2018 y 2019, se efectuaron reservas de cantidades para usuarios regulados por 20,2 GBTUD y 8 GBTUD respectivamente, siendo efectivo el mecanismo actualmente aplicado, tanto del periodo de negociaciones directas, como del periodo de reserva de cantidades para usuarios regulados.”

Respuesta:

Ver respuesta a 19.2.1.3.

19.27.1.4 TERPEL

“• Bajo el esquema de MADE propuesto, al incluir el consumo de refinerías por ser demanda esencial, podría generarse una distorsión en algunos puntos de referencia, principalmente por el gran consumo de las dos refinerías en dos puntos donde en algunos casos existan pocos campos, o campos de un solo productor, que podrían ver su producción comprometida con una sola demanda, en este caso, de refinería. Este es un riesgo que vale la pena ser analizado preliminarmente ante de una eventual implementación de este mecanismo.”

Respuesta:

Ver respuesta a 19.2.1.4.

19.28 VANTI

19.28.1.1 VANTI

"Si bien el proceso trimestral permite optimizar los requerimientos de gas y dinamizar el mercado, al margen del incremento de la operativa que generará al interior de las empresas, se podrían dar periodos donde la demanda térmica y no térmica entren en disputa por el gas. Esta situación, aunada con la mayor disponibilidad a pagar de la demanda térmica, encarecería de manera relevante el costo de gas en los mercados no térmicos y/o pondría en un riesgo no gestionable a los comercializadores para adquirir el gas y garantizar el suministro del servicio a los clientes de demanda esencial y no esencial.”

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Ver respuesta a 19.20.1.2.

19.28.1.2 VANTI

“Es por esto que observamos, además, entre otros aspectos, que la propuesta regulatoria de la Resolución 227 de 2021, al limitar en exceso la banda de contratación y al imponer al comercializador la carga de asumir el costo de los excedentes de suministro y transporte, no trae ningún beneficio al cliente final, todo lo contrario, incrementará los precios a ese usuario regulado, esencial o no esencial, al quedar expuesta la contratación de los picos de consumo afectando la competitividad del gas y del mismo usuario; más grave aún, exponiéndolo a un corte del servicio, sin mencionar la situación grave que esto representa, en primer lugar para la demanda y en segundo lugar para los comercializadores.”

Respuesta:

En la nueva propuesta, a diferencia de la propuesta inicial, se plantea que en los contratos de suministro de las modalidades CF95/CF80, el volumen de la componente de pago variable del contrato podrá ser nominado por el comprador del mercado primario. En caso de que el comprador no haga la nominación total de dicho volumen, el vendedor del mercado primario podrá atender nominaciones de contratos con interrupciones con los volúmenes del componente variable, no nominados por el comprador del mercado primario.

Con lo anterior se busca cumplir el objetivo de que el comercializador que atienda demanda regulada pueda comercializar de manera más integral los excedentes periódicos del suministro contratado en el Mercado Primario sobre los picos de consumo ver respuesta a 19.20.1.2.

19.28.1.3 VANTI

“Con el fin de evitar esta situación, es absolutamente indispensable que las disposiciones de la propuesta regulatoria de la Resolución 227 de 2021 no entren en aplicación y se mantengan las reglas que han operado de la Resolución 137 de 2013 vigentes. Si bien estamos enviando en otra comunicación nuestros comentarios con respecto a la Resolución 227, creemos conveniente resaltar algunos de los aspectos negativos de la misma y que en cualquier escenario afectarían la comercialización de gas y al sector en general:

- *Permitir que las cantidades de gas que contrate el comercializador para la Demanda Regulada Esencial, dejen descubiertos los picos de consumo y que se castigue al comercializador teniendo que asumir el 50% de los excedentes que se ubiquen en la banda de eficiencia.*
- *Sólo trasladar el gas consumido en la Demanda Regulada No Esencial y exponer a esta demanda a modalidades interrumpibles, incrementando los cortes en su servicio.*
- *Separar la Demanda Regulada entre Esencial y No Esencial, lo que no vemos factible, como se expone en el capítulo 8.”*

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

No es del alcance de la resolución del Mercado Mayorista de Gas Natural la regulación del traslado de costos de la actividad de suministro de gas a los usuarios regulados. Los comentarios recibidos al respecto serán tenidos en cuenta en el desarrollo por la CREG de la propuesta definitiva de fórmula tarifaria general de los usuarios regulados.

19.28.1.4 VANTI

“Si bien es positiva la inclusión de este tipo de contrato, en la práctica es inocua pues su utilidad es para el respaldo del segmento del mercado con mayor variación en el perfil de demanda, esto es, el residencial, pero la Comisión excluye taxativamente este mercado y sólo la define como de uso residual por parte de los otros mercados con el fin de optimizar la oferta de gas en el país.

Adicionalmente, no es clara la disposición de los productores a ofrecer al mercado productos mediante estos contratos (CF80); como en la práctica, los productores en el interior tienen competencia nula, si estos no tienen disposición, puede que este tipo de contratos no se lleguen a ofrecer ni a suscribir.”

Respuesta:

Ver respuesta a 19.13.1.2 y a 19.13.1.3.

19.28.1.5 VANTI

" - no nos queda claro el objetivo que persigue el Artículo 21, si tiene la misma referencia a lo que menciona el Artículo 22, numeral c) y cuál es la razón de mencionar al sector termoeléctrico.

- solicitamos eliminar el Artículo 22, numeral c). En el taller del 29 de abril la Comisión explicó que el objetivo de prórroga consiste en que dichas cantidades sean aseguradas por la Demanda Esencial, pero no vemos que esta acción sea equilibrada con el mercado no regulado industrial quien también tiene requerimientos de gas y vencimientos de sus contratos.

Otra cosa diferente es, como lo menciona la Resolución 186 de 2021, que los contratos que estén vigentes y que tengan fecha de vencimiento posterior a un 30 de noviembre podrán ser extendidos de mutuo acuerdo entre las partes, hasta el 30 de noviembre siguiente."

Respuesta:

En la nueva propuesta se realizó un ajuste de modo que los contratos vigentes no podrán prorrogarse en ningún caso, a diferencia de la propuesta inicialmente publicada. Ver respuesta a 1.6.1.1 y a 8.2.1.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

19.28.1.6 VANTI

"En los diversos talleres y audiencias de las propuestas regulatorias 226 y 227 de 2021 y 702-002 de 2022, los agentes hemos expuesto que vemos en riesgo la garantía de suministro de este tipo de demanda [demanda esencial no regulada]. La Comisión por otra parte, ha explicado que en ningún momento las propuestas regulatorias pretenden que la Demanda No Esencial no sea contratada en firme.

Esta diferencia de visiones desde nuestro entendimiento surge, porque, por una parte, la señal regulatoria que la Comisión da es que los comercializadores solamente podemos trasladar el costo del gas y transporte que consuman los usuarios de este tipo de demanda, y por otra parte, la única modalidad contractual que encaja para atender las puntas de demanda es un contrato interrumpible.

De acuerdo con lo anterior, se solicita que no se separe la fórmula tarifaria por estos 2 tipos de usuario, esencial y no esencial. Si el cliente de demanda no esencial quiere tener el tratamiento de regulado, dicha demanda esté incluida dentro del rango de compras de gas y transporte de la demanda regulada esencial.

Solo de esta manera se puede garantizar el mandato constitucional y legal de continuidad del servicio a todos los usuarios, sin distinción alguna."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.28.1.3.

19.28.1.7 VANTI

"Insistimos en la inconveniencia de la propuesta de desagregación de la demanda regulada, en esencial y no esencial, teniendo en cuenta que no hay una correspondencia con los contratos de suministro y transporte de mercado regulado hoy vigentes, así como los que se suscriban a futuro."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.28.1.3.

19.28.1.8 VANTI

"- La propuesta regulatoria no incorpora un análisis sobre la asignación de los contratos vigentes que hoy se clasifican como 'contratos regulados' entre estos dos tipos de demanda regulada, esencial y no esencial."

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

La clasificación de los usuarios finales por sector de consumo (industrial, comercial, termoeléctrico, residencial, etc.) la realizan las mismas empresas comercializadoras. Por otro lado, en la definición de Demanda Esencial contenida en el Decreto 1073 de 2015 se determinan qué sectores de consumo hacen parte de tal Demanda.

Adicionalmente se entiende que la medición del consumo final de gas la realiza el comercializador de la misma manera, entre los diferentes sectores de consumo de la demanda regulada, en los mismos períodos de facturación.

Se debe tener en cuenta que en la nueva propuesta no se permiten las prórrogas de los contratos vigentes, independientemente del tipo de sector de consumo que se atiende con dichos contratos.

Finalmente, en la regulación de la fórmula tarifaria general de los usuarios regulados se tendrá en cuenta períodos de transición de los contratos vigentes de suministro de gas natural para el traslado de costos a los usuarios regulados.

19.28.1.9 VANTI

“- No se establece una obligación a los productores y transportadores para ofrecer productos para estos dos tipos de demanda, regulado esencial y regulado no esencial.”

Respuesta:

Ver respuesta a 19.13.1.1.

19.28.1.10 VANTI

"Si bien observamos, y valoramos, el gran esfuerzo en el diseño y presentación de este mecanismo MADE en la propuesta regulatoria, nuestra conclusión, que respetuosamente exponemos, es que no corresponde con un mecanismo de mercado, resulta ser un mecanismo de administración de cantidades, por cuanto no hay una señal de precio en la elaboración del balance contractual, y que supone la inelasticidad de la demanda regulada esencial, residencial y comercial -que sí que tiene sustitutos como el GLP- dado que el mecanismo obliga a la contratación de esta demanda al cierre del precio de las subastas, o bien, al precio de reserva del Productor, con lo que excede en el poder de mercado que le otorga.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Se puede decir que el MADE es un mecanismo de acceso a contratos de suministro del tipo firme o que garantizan firmeza, pero que no impide el uso de los propios mecanismos de comercialización que desarrolle cada vendedor de aquellas fuentes de suministro en las que no sea obligatorio utilizar los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG. Ver numeral 4.11 y respuesta a 1.2.1.5, a 1.2.1.7 y a 17.7.1.7, entre otras.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

En cuanto a la flexibilidad de los compradores para comprometer las cantidades que consideran necesario adquirir para atender las necesidades de la Demanda Esencial en los trimestres de suministro futuros, ver el numeral 4.11.1 y respuesta a 19.3.1.2, a 19.13.1.10, a 19.17.1.4, a 19.24.1.1, entre otras.

19.28.1.11 VANTI

“Asimismo, vemos un reto muy grande en el lograr introducir regulación en procesos que, en un principio, deben ser resueltos a través de la interacción comercial de los agentes, compradores y vendedores, no solo para la Demanda Esencial sino para todos los mercados. Un único mecanismo regulado, aplicado tanto a Costa como Interior, incluso incorporando una realidad más específica a través de los Puntos de Referencia, no vemos que ayude a resolver las particularidades de cada región para que se dé cobertura pero que al mismo tiempo se intente minimizar los precios de cierre, particularidades como:

- los tipos de demanda (en Costa mayor demanda térmica, en Interior mayor industria)*
- la cantidad de oferentes y su perfil de curva de oferta (Costa más oferentes, más oferta, Interior casi que un único oferente, perfil de oferta en descenso y donde la propuesta actual del MADE tiene altísima probabilidad que todo proceso de comercialización cierre con subasta). ”*

Respuesta:

Las negociaciones directas se mantienen como primer mecanismo de comercialización, siempre y cuando el Gestor del Mercado encuentre que hay balance comercial superavitario. Para un balance comercial superavitario se requiere que la oferta de PTDVF/CIDVF para un trimestre futuro sea superior o igual a las cantidades requeridas por los compradores en la segunda instancia de declaración al Gestor del Mercado. Esa segunda instancia de declaración de los compradores es relevante por tanto, puesto que el Gestor del Mercado previamente publicará la información de PTDVF/CIDVF y la declaración de cantidades de los compradores dada en la primera instancia de declaración, de modo de que los compradores sepan cuál sería el resultado del balance comercial si tales cantidades de primera instancia se mantuviesen iguales en la segunda instancia de declaración.

Lo anterior va de la mano de la conformación de los puntos de referencia junto con la posibilidad de que los compradores adquieran las cantidades de un mismo trimestre estándar de ejecución futuro, en varios trimestres de negociación previos, y no en uno solo de ellos. Ver numeral 4.11.1.

19.28.1.12 VANTI

"La declaración por parte de los Vendedores de la PTDVF/CIVDF por Fuentes de Suministro, estado del suministro -GN, GNC, GNL-; no se ve conveniente especificar el tipo contractual -CF95, OCG, CFC- y en cuanto a los Puntos de Referencia también hay que tener cuidado por este fraccionamiento que habría de la Oferta."

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Se acoge el comentario.

En caso de ser necesaria la utilización del mecanismo de comercialización de subasta centralizada, cuando se obtiene un balance comercial deficitario, el esquema de subasta que se incluye en la nueva propuesta, sí requerirá la definición del producto que se ofrece (CF95, OCG y CFC) por parte del vendedor.

Ver respuesta a 19.9.1.7 y a 19.12.1.3,

19.28.1.13 VANTI

“Por tal razón, y teniendo en cuenta los objetivos de la Comisión, queremos exponer la siguiente propuesta que resumimos en los mismos 3 pasos, sin embargo, como se mencionaba al inicio de la comunicación, no es fácil formular una propuesta detallada, ya que creemos debe darse mucha más discusión y entendimiento sectorial de este tema.

9.2.1. Elaboración de un balance contractual, acompañamos a la Comisión en necesidad de transparencia de la información al mercado, y lo vital de la misma para el mercado y las instituciones. Asimismo, estamos de acuerdo con un balance con un horizonte de tiempo de 5 años.

La declaración por parte de los Compradores que se haga por tipos de usuario, Puntos de Referencia, Puntos de Entrega, estado del suministro -GN, GNC, GNL-; aquí es deseable como señal, de tal forma que se declaren las necesidades por tipo contractual en 3 categorías: i) CF95, ii) aquella demanda que le sea indiferente CF95/CFC y iii) OCG. Es demasiado importante evitar la duplicidad de requerimientos en cualquier tipo de usuario.

Independientemente del resultado del balance contractual se dará Activación al Mecanismo Comercial.

9.2.2 Activación Mecanismo Comercial. El principal objetivo de este mecanismo es la interacción de los agentes para que busquen, a través de la definición de un proceso, cómo pueden resolver: i) la colocación de oferta, ii) la cobertura de la demanda regulada, esencial como no esencial, y no regulada, tanto esencial como no esencial, iii) el mitigar el incremento excesivo de los precios. La propuesta de este mecanismo se origina en la experiencia que se tuvo en la evolución del proceso de comercialización de 2020 vs el de 2019 para el interior del país en las fuentes del Piedemonte, donde los agentes lograron eliminar las situaciones de subastas en 2020 en comparación con 2019.

9.2.3 Activación Mecanismo Administrado, en caso que el mecanismo anterior determine que para algún Comprador la atención de la demanda regulada o no regulada, esencial o no Esencial, está en riesgo en alguno de los 4 trimestres siguientes, -no en un trimestre más allá del Año de Gas como lo plantea la propuesta toda vez que puede aparecer gas a futuro- dicho Comprador o Compradores harán el llamado al Gestor del Mercado para que se active un Mecanismo Administrado de cantidades, que desde nuestro entendimiento, es la misma activación del Estatuto de Racionamiento. En conjunto con la CREG, y en cumplimiento del Parágrafo 2 del

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

artículo 2.2.2.2.16 del Decreto 1073 de 2015, el Gestor diseñará el mecanismo de asignación de cantidades donde deberá tenerse en cuenta que:

- el Productor no provee Precios de Reserva
- hay una asignación de cantidades de gas, en función de la oferta disponible, a los distintos segmentos de la demanda - los precios deberán ser regulados, según el costo de racionamiento de cada segmento de mercado (GNV, industria, comercial, refinerías, residencial, entre otros, según el costo al cual cada tipo de usuario prefiere desconectarse)

La propuesta tiene como incentivo que los agentes del mercado, Compradores y Vendedores, eviten llegar al Mecanismo Administrado. "

Respuesta:

No se acoge el comentario.

En el comentario se hace mención de que en la propuesta inicial "(...)-no en un trimestre más allá del Año de Gas como lo plantea la propuesta toda vez que puede aparecer gas a futuro-", lo cual es equivocado. Esto es fundamental en la propuesta.

Ver numeral 4.11.1 y respuesta 19.28.1.11, entre otras.

19.28.1.14 VANTI

"Declaración de la oferta PTDF y CIVDF por parte de los Vendedores: Resulta inadecuado hacerlo por tipología de contratos (CF95, CFC, OCG), fraccionar la oferta incrementa la probabilidad de caer en la ejecución de subastas. Puede ocurrir que el Vendedor saque una cantidad de oferta en OCG que no tenga demanda asociada y que en paralelo se genere un déficit en la oferta de CF95. Se sugiere que la oferta se declare sin especificar la tipología de contratos."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.28.1.12.

19.28.1.15 VANTI

"No es factible que los Compradores declararen solicitudes de gas, sean vinculantes o no, sin tener una señal de precio por parte de los Vendedores. Por ejemplo, para el caso de las solicitudes de gas que se hicieran para GNV ¿cómo se sabrá si la oferta de gas del numeral anterior es un producto con competitividad frente a la gasolina? igualmente, para el sector industrial y sustitutos como el GLP; nótese que al no saber el precio, y hacer solicitudes, pero luego darse cuenta que el precio no le permite vender en la estación del servicio con competitividad frente a la gasolina, se pudo generar una subasta innecesaria, no se debieron hacer solicitudes para GNV."

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

En la nueva propuesta los compradores del Mercado Primario podrán declarar en la primera instancia ante el Gestor del Mercado, las cantidades máximas que solicitan para atender cualquier tipo de sector de la demanda y en la segunda instancia podrán cambiar dichas cantidades, excepto para el caso de la Demanda Esencial de usuarios regulados. En complemento de ello, los usuarios no regulados que hacen parte de la Demanda Esencial, o quienes los atiendan, podrán diferenciar las cantidades requeridas en la segunda instancia, entre aquellas que definitivamente requieren priorización por parte del Gestor del Mercado en caso de que se encuentre un balance comercial deficitario y que utilizarán el precio de cierre de la subasta y las cantidades que no requieren priorización con disposición a acudir a la subasta para asignación de cantidades. Ahora, se corre el riesgo para estas cantidades de que finalmente las cantidades PTDVF/CIDVF de ese punto de referencia con balance comercial deficitario, no sean suficientes ni siquiera para atender la totalidad de las cantidades requeridas de la Demanda Esencial de usuarios regulados y no regulados que pidieron priorización de cantidades.

Se debe tener en cuenta que la subasta centralizada aplica cuando se deben utilizar los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG. En los demás casos, se especifica la manera de proceder con respecto al precio a aplicar a la Demanda Esencial priorizada cuando se aplican mecanismos de comercialización establecidos por los vendedores.

19.28.1.16 VANTI

"En el taller realizado el viernes 29 de abril la Comisión mencionó que no se incorporó esta señal de precio porque hoy en las negociaciones directas no funciona de esta manera. Esto es errado, ya que hoy por ejemplo para el caso del interior, los agentes que quieran participar en el proceso de comercialización de Ecopetrol S.A. envían una Manifestación de Interés no vinculante, sin especificar aún nada de requerimientos de cantidades de gas; con dicha Manifestación el Productor le entrega la señal de precio; posteriormente el Comprador, si así lo decide de acuerdo con esta señal, hace entrega de un paquete de solicitudes de gas vinculante a través de la firma de una Oferta Mercantil; en los años 2020 y 2021 incluía una serie de reglas de solicitar mínimos y máximos, y según las solicitudes de todos los agentes, en un tipo de esquema colaborativo, podía derivar, o no, en subastas.

Es este el tipo de mecanismos a los que nos referimos, que la Comisión deje en una primera instancia que los agentes se reten a resolver su cierre de balance, y solo llegar a un mecanismo administrado cuando, posterior a intentar el cierre bajo un mecanismo comercial, un agente del Punto de Referencia manifieste que tiene el riesgo de no atender Demanda Esencial."

Respuesta:

Ver numeral 2.2.3, numeral 4.11.1 y respuesta a 19.3.1.2 y a 19.7.1.4, entre otras.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

19.28.1.17 VANTI

"Se menciona en los siguientes pasos del desarrollo del MADE que no es posible para el Comprador reducir las cantidades de demanda regulada Esencial, lo que infiere que el entendimiento de la Comisión es que ese tipo de demanda es en absoluto inelástica e indiferente al precio resultante. La demanda regulada Esencial, residencial y comercial, tiene sustitutos como el GLP.

Por otra parte, en caso de que el balance sea excedentario, ¿qué poder de negociación termina teniendo el Comprador frente al Vendedor, cuando el Vendedor ya conoce las cantidades que el Comprador se obliga a adquirir en la demanda regulada Esencial? Observamos que esto otorga un gran poder de mercado al Vendedor."

Respuesta:

Se debe tener en cuenta que los compradores no están obligados a comprar en un solo trimestre de negociación la totalidad de las cantidades requeridas para atender la Demanda Esencial o de cualquier tipo de sector de consumo, para un trimestre estándar de ejecución futuro, ni se establecen porcentajes o cantidades mínimas para ser adquiridas en trimestres específicos de negociación previos al trimestre estándar de ejecución. Lo anterior en consistencia con el hecho de que entre el trimestre de negociación y el trimestre estándar de ejecución futuro pueden ocurrir eventos que lleven a requerir, respecto de las cantidades inicialmente previstas en un período de planeación previo al trimestre de negociación, menores cantidades por que hay demanda existente que se cambia a otra fuente energética, hay nueva demanda por crecimiento de la población y/o de la economía, hay más PTDVF/CIDVF por inversiones en planes de desarrollo de fuentes de suministro existentes o por nuevos hallazgos y nuevas declaraciones de comercialidad de parte de los productores-comercializadores, se presenta acceso a más fuentes de suministro por implementación del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, entre otros elementos posibles en el futuro.

En cuanto a los precios, los agentes compradores deberán considerar la dinámica que se puede observar en las declaraciones de producción que presentan los vendedores del Mercado Primario al MME y en los resultados de las negociaciones que se dan en cada trimestre de negociación. Cada resultado de un proceso de negociación trimestral sirve de información para que en los siguientes trimestres de negociación se acuerden cantidades y precios de trimestres futuros de suministro, tanto para los vendedores en función de realizar mayores inversiones en sus programas de desarrollo de los campos de producción existentes y para decisiones de comercialidad de campos en evaluación, como para los compradores en función del crecimiento observado del consumo de su demanda actual y del consumo potencial de nuevos usuarios. De por medio también ambos tipos de agentes deben considerar la expansión del SNT y de otros modos de suministro del gas natural, tales como el caso del GNC y del GNL.

Por otra parte, si un balance comercial es excedentario es porque hay más cantidades PTDVF/CIDVF disponibles de las que requieren como mínimo los compradores, por lo que se entiende inicialmente que, ante el objetivo esperado de parte de un productor-comercializador de maximizar las cantidades contratadas (ver capítulo 2 "Análisis económico" del Documento de soporte CREG D 054 de 2012), los precios tiendan a la baja respecto de lo que ocurriría en una situación de balance comercial deficitario. De este modo, con precios a la baja, las cantidades a

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

comprar por parte de los compradores deberían ser mayores de modo que al final el vendedor logre contratar la totalidad de la PTDVF/CIDVF. Con este resultado de balance y la flexibilidad que tiene el comprador de adquirir en diferentes trimestres de negociación las cantidades necesarias para atender la demanda de un mismo trimestre estándar de ejecución futuro, más los demás aspectos señalados arriba, se espera que haya más equilibrio en la capacidad negociadora entre los vendedores y los compradores.

Cuando se hace necesario utilizar el mecanismo de subasta porque se ha encontrado un balance comercial deficitario, ver respuesta a 19.7.1.4.

19.28.1.18 VANTI

“Resultados de los balances por trimestres y por Puntos de Referencia - Se identifica probable que los requerimientos de gas que declararon los Compradores se dupliquen en varios Punto de Referencia, por ejemplo, una distribuidora podría declarar las mismas solicitudes de gas tanto en la fuente de Guajira como en la fuente de Cusiana, más aún, si no se conoce el precio. En teoría las solicitudes de gas que haga el Comprador son aquellas que este se obliga a comprar, pero posteriormente este podría no llegar a cerrarlas por el no acuerdo en el contrato de suministro, posibilidad que abre la Comisión. Esto incrementará la posibilidad de caer en la situación de subastas ante la escasez de oferta, pero como consecuencia de solicitudes de gas más altas de las que serán cerradas efectivamente.”

Respuesta:

La regulación permite la participación de los usuarios no regulados como compradores del Mercado Primario, por lo que no es viable limitar su participación a través de un comercializador. En la propuesta sí se establece, con el fin de evitar duplicación de una cantidad para atender a un mismo usuario que, en el caso de los usuarios no regulados que participan como compradores en el mercado primario, se requiere que la información sea presentada directamente por estos usuarios. En el caso de los usuarios no regulados que son parte de la Demanda Esencial y que contratan la prestación del servicio en el mercado minorista, la cantidad requerida puede ser informada a través del comercializador, con el fin de evitar duplicidad de las cantidades a contratar.

Los balances comerciales que se proponen realizar trimestralmente buscan lograr mayor eficiencia en los procesos de negociación de los agentes vendedores y compradores del Mercado Primario. Como se explica en el numeral 4.11.1 la propuesta no establece cantidades o porcentajes mínimos a ser requeridas por los compradores para la atención de los consumos esperados futuros de los usuarios que atienden o de sí mismos, en el caso de usuarios no regulados. En ese sentido, los balances comerciales que se realizan trimestralmente tienen una sola instancia de declaración de oferta de los vendedores y dos instancias de declaración de requerimientos de suministro de los compradores, estando de por medio entre estas dos instancias de los compradores, la publicación por parte del Gestor del Mercado de las cantidades totales ofertadas y las cantidades totales deseadas de compra para cada uno de los siguientes veinte trimestres estándar, en cada punto de referencia. Lo anterior ayuda al comprador a determinar si se mantiene en sus cantidades deseadas a requerir o si se reduce y deja para

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

posteriores trimestres de negociación las cantidades requeridas a declarar en la segunda instancia ante el Gestor del Mercado.

Por otro lado, en la nueva propuesta se han incluido más condiciones de modo de que se minimice la posibilidad de que no se firme finalmente un contrato para atender Demanda Esencial por motivación justa, cuando las cantidades a comprometer han resultado asignadas como parte del esquema del MADE.

19.28.1.19 VANTI

“En conclusión, este ‘Procedimiento del desarrollo de los balances contractuales’ se identifica que incrementará la probabilidad de que el mecanismo de comercialización no sea superavitario sino deficitario y termine en un mecanismo de subastas, mecanismo que resulta ser el más inconveniente para contar con precios competitivos y por ende, permitir el mantenimiento y crecimiento del mercado de gas.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La propuesta de ajustes al Mercado Mayorista de Gas Natural no logrará por sí sola que haya más oferta de parte de los vendedores del mercado Primario, de cantidades para cumplir compromisos de contratos de tipo firme o que garantizan firmeza. Lo que sí se espera lograr es que, ante unas mismas condiciones de oferta comercial de los vendedores del Mercado Primario y cumpliendo la política energética respecto de la Demanda Esencial, haya más posibilidades de que se aplique la negociación directa entre las partes y que se cuente con mayor flexibilidad para que los vendedores puedan comprometer la totalidad de las cantidades que pueden ofrecer PTDFV/CIDVF y los compradores puedan adquirir esas cantidades a precios iguales o inferiores a los que habrían surgido. Asimismo, que haya más posibilidades de que se suscriban contratos de mayores plazos a los que actualmente se suscribe, con los efectos positivos que de ello resulta.

19.28.1.20 VANTI

“La propuesta incorpora la nueva modalidad CF80, sin embargo, resulta inconveniente que este tipo de producto no pueda dar cobertura a la demanda residencial teniendo en cuenta que el perfil de curva de esta demanda es la que más requiere la flexibilidad de un CF80 dado que el sector industrial tiene consumos más estables y planos.”

Respuesta:

Ver respuesta a 19.12.1.14.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

19.28.1.21 VANTI

"Si es una situación de excedentes, ¿por qué se prohíbe atender la Demanda No Esencial antes que la Esencial?, es decir, incluso en un escenario excedentario la Comisión propone en el esquema del MADE que está en segunda prioridad la atención de la demanda industrial, regulada y no regulada.

Las solicitudes de Demanda Esencial corresponden a la estrategia de contratación que cada distribuidor tenga. Un Comprador puede estar adquiriendo gas en pico, otro en base, y decir que solo se debe poder atender la Demanda No Esencial una vez se cierren contrataciones por la totalidad de las solicitudes del Esencial puede ser no equilibrado con la Demanda No Esencial, en esta situación incluso excedentaria."

Respuesta:

La declaración de segunda instancia que hacen los compradores al Gestor del Mercado es la que se utiliza para efectos de determinar si hay un balance comercial superavitario o deficitario. Ni en dicha declaración de segunda instancia, ni en la primera instancia de declaración, en la propuesta se prohíbe incluir cantidades para atender bien sea la Demanda Esencial o sectores de consumo que no son parte de la Demanda Esencial

Lo que sí se debe realizar por parte del Gestor del Mercado es que, ante un balance comercial deficitario, realice una distribución priorizada de la oferta disponible para atender las cantidades de la Demanda Esencial declaradas en la segunda instancia al Gestor del Mercado.

En la nueva propuesta se incluye un esquema de negociación en dos etapas, sin diferenciación respecto de la Demanda Esencial, cuando se da el caso de un balance comercial superavitario. Ver numeral 4.11.1.

19.28.1.22 VANTI

"En situación deficitaria, que no es por el mecanismo de negociación directa, no hay posibilidad de diferenciación de precios por mercados (sí precios diferenciales por fuente en un mismo Punto de Referencia). Esto resulta inconveniente para el mantenimiento de la demanda e incluso para el crecimiento de ésta, el precio del mercado de GNV tiene una realidad de sustitutos diferentes al precio del mercado residencial. Igualmente la industria. Deberían plantearse subastas por tipología de demanda, en varias fases para que no queden cantidades sin colocar."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.7.1.4.

19.28.1.23 VANTI

"En esta etapa se menciona que en relación a las cantidades descontadas y que atienden la Demanda Esencial, se avanzará a realizar las negociaciones entre Vendedor y Comprador, y

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

acordar los términos de los contratos, y que, de no llegar a acuerdo, estas cantidades podrán llegar a ser “liberadas” para ser usadas por los Vendedores en otras negociaciones o en los procesos remanentes para la Demanda No Esencial. Al respecto, no puede ser que unas solicitudes hayan generado la situación de déficit, la situación de subastas, y que luego por un no acuerdo del contrato no se cierren. Insistimos que llegar a la situación de subasta es la situación más desfavorable para el sector y para cualquier segmento de mercado de demanda, residencial o industrial o GNV. Esa solicitud tiene un peso de responsabilidad muy grande y debe cerrarse si fue solicitada. Como propuesta se propone que los contratos sean conocidos desde el inicio del proceso y negociados antes que el MADE tenga inicio. Esto es una práctica hoy en día en los procesos.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se incluyó como parte de la declaración de los vendedores al Gestor del Mercado que informe el contenido de la minuta del contrato que garantice firmeza, que será utilizada para la modalidad contractual CF95, de suministro con firmeza condicionada CFC o de opción de compra de gas OCG, solo en caso de requerirse aplicar el mecanismo de subasta propuesto o en caso de utilizarse mecanismos de concurrencia de interesados para las fuentes de suministro que pueden aplicar negociaciones directas

Ver respuesta a 19.13.1.12.

19.28.1.24 VANTI

“Teniendo en cuenta que los Compradores se están obligando a adquirir las cantidades de Demanda Esencial, el precio de reserva que definan los Vendedores se infiere tendería a ser alto, con alta probabilidad no cerraría para las subastas de Demanda No Esencial y demanda Esencial no regulada.”

Respuesta:

Dentro del objetivo de maximización de cantidades contratadas que se presume persiguen los vendedores del mercado Primario y en cumplimiento de las Reglas de Comportamiento establecidas en la Resolución CREG 080 de 3019 o aquellas que la adicionen o sustituyan, no se espera que los precios de reserva tiendan ser más altos de lo que deberían ser de acuerdo con resultados de las negociaciones directas de otros trimestres para la misma fuente de suministro. Ver respuesta a 19.7.1.4.

19.28.1.25 VANTI

Realización de subastas en la Demanda No Esencial. Será bien complicado que justo en un esquema de subasta, donde el precio se maximiza, se den cierres para la demanda que resulta ser la más elástica.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Ver respuesta a 19.28.1.24.

20 ARTÍCULO 22. CONDICIONES DE NEGOCIACIÓN DE LOS CONTRATOS DE SUMINISTRO DE GAS QUE REQUIEREN RESPALDO FÍSICO

20.1 ACP

20.1.1.1 ACP

"Dentro de la flexibilidad que propone la CREG en las condiciones de contratos que requieren respaldo físico, se incluye que todos los contratos de suministro de gas que se suscriban deberán contener una cláusula de ajuste regulatorio en la que se especifique que, después del último trimestre del año de gas de 2025, las condiciones contractuales deberán ajustarse conforme a las disposiciones que eventualmente determine la CREG. Al respecto, consideramos que dicha propuesta, al contrario de generar flexibilidad en los contratos, genera incertidumbre para las partes, tanto para vendedores como para compradores, desincentivando la celebración de contratos a largo plazo (más allá de 2025) y, por ende, proyectos de nueva oferta y de nueva demanda.

Por ello, y sin perjuicio de las demás medidas que ha señalado la CREG para flexibilizar las condiciones de los contratos, sugerimos eliminar de la propuesta la cláusula de ajuste regulatorio a la que hace referencia el literal a) del artículo 22 de la resolución en consulta, de tal forma que las partes tengan la opción de revisar y evaluar eventuales nuevas condiciones regulatorias, y decidir si continúan o no la ejecución de los contratos."

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

La inclusión como requisito o condición mínima para incluir en los contratos del Mercado Primario una cláusula que permita ajustes o modificaciones en los contratos vigentes en virtud de modificaciones de la regulación tiene por objetivo precisamente dar flexibilidad a las partes de los contratos, para que en ejercicio de su autonomía se adapten a aquellas regulaciones que deban ser aplicadas necesariamente para eventos futuros y que puedan afectar en algún modo el equilibrio de los contratos entre las partes, suscritos previamente a las nuevas regulaciones. Lo anterior con el fin de incentivar la firma de contratos de largo plazo, tal como ocurre con otras propuestas incluidas en la resolución.

Se hizo una revisión del texto inicialmente propuesto en la Resolución CREG 226 de 2021 y en la nueva propuesta se hacen ajustes de redacción de modo que quede claro que, ante nuevas regulaciones que eventualmente expida la CREG y que deban ser aplicadas a contratos vigentes, las partes puedan realizar modificaciones a esos contratos para cumplir con las regulaciones expedidas, buscando mantener el equilibrio que inicialmente llevó a la firma del contrato y aplicar las disposiciones generales para los eventos que corran hacia adelante. Lo anterior de modo que

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

las partes no prefieran dar por terminado el contrato o que ni siquiera se intente la firma de un contrato de largo plazo.

20.1.1.2 ACP

“Por favor indicar cual es el mercado relevante para un comercializador.”

Respuesta:

La definición de “Mercado relevante de comercialización” se encuentra en la Resolución CREG 137 de 2013, que establece lo siguiente:

“Mercado Relevante de Comercialización: Conjunto de usuarios conectados directamente a un mismo Sistema de Distribución, para el cual la Comisión de Regulación de Energía y Gas ha aprobado el cargo respectivo.”

20.1.1.3 ACP

“La comercialización del gas de campos en pruebas debería ser destinada a atender cualquier tipo de demanda sin discriminación, incluida la demanda esencial, siempre que la misma esté respaldada con reservas sean probables o posibles.”

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

Por error de redacción, que se corrige en la nueva propuesta, en la Resolución CREG 226 de 2021 se escribió “(...) reservas probables y/o posibles (...)” en el numeral i. del literal a) del numeral 1. del Artículo 19, cuando el texto corresponde a “reservas probadas y/o probables”, en armonía con la definición de Reservas de Gas Natural que se incluye en el Artículo 3 de la propuesta.

Ver respuesta a 17.14.1.1.

20.1.1.4 ACP

“• El literal n) del artículo 22, establece que ‘No se podrá atender Demanda Esencial con contratos de suministro que incluyan Fuentes de Suministro en pruebas (...)’. Al respecto, solicitamos se retire dicho literal, pues la comercialización de gas, independientemente del tipo de fuente de suministro, y siguiendo el principio de libre disposición de reservas, debería destinarse para la atención de cualquier tipo de demanda sin discriminación, incluida la demanda esencial, siempre que esté respaldado con reservas para ello.”

Respuesta:

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Sesión No. 1258

Se acoge el comentario.

Ver respuesta a 20.1.1.3.

20.1.1.5 ACP

“• Limitar la duración de los contratos de los campos en pruebas extensas o que no han declarado comercialidad puede inviabilizar el desarrollo mismo de estos campos, dado que no se les permitiría firmar contratos de largo plazo que permitan financiar la construcción de infraestructura de transporte y/o producción requerida para incorporar esta nueva oferta.”

Respuesta:

Ver respuesta a 17.3.1.1.

20.2 ALCANOS

20.2.1.1 ALCANOS

“a) Todos los contratos de suministro de gas que se suscriban en aplicación de las disposiciones de la presente resolución deberán contener una cláusula de ajuste regulatorio en la que se especifique que, después del último trimestre del año de gas de 2025, las condiciones contractuales deberán ajustarse conforme a las disposiciones que eventualmente determine la CREG.”

Esto generaría mayor riesgo en la contratación, al no tener claro los nuevos ajustes regulatorios.”

Respuesta:

Ver respuesta a 20.1.1.1.

20.3 ANDEG

20.3.1.1 ANDEG

“Consideramos que las cláusulas de ajuste descritas en el artículo 22 de la propuesta regulatoria desincentivarían la participación de nuevos agentes en la diversificación y ampliación de la oferta.”

Respuesta:

Ver respuesta a 20.1.1.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

20.4 ANDI

20.4.1.1 ANDI

“Condiciones de negociación de los contratos de suministro de gas que requieren Respaldo Físico, en el numeral a, menciona que todos los contratos de suministro de gas que se suscriban en aplicación de la presente resolución deberán contener una cláusula de ajuste regulatorio, en la que especifique que, después del último trimestre del año de gas de 2025, las condiciones contractuales deberán ajustarse conforme a las disposiciones que eventualmente determine la CREG. Este artículo consideramos totalmente inconveniente, dado que la demanda y posiblemente la oferta, no conoce cuales son las disposiciones que va a determinar la CREG. El riesgo es muy alto y por ende, desincentiva la contratación posterior a 2026 y adicionalmente, desincentiva los nuevos proyectos que puedan llegar a utilizar gas natural, dado que no pueden establecer un flujo del proyecto de manera adecuada.”

Respuesta:

Ver respuesta a 20.1.1.1.

20.5 ASOENERGIA

20.5.1.1 ASOENERGIA

“Con respecto al ajuste regulatorio propuesto es nuestra interpretación que la forma en como está redactado puede conllevar a que se abra una puerta para intervenir los precios y los volúmenes negociados y debidamente establecidos en el pasado. Lo anterior, dado que una condición contractual son los aspectos previamente mencionados. En ese sentido, no se le estaría dando estabilidad jurídica a los contratos pactados previamente al año 2025.”

Respuesta:

Ver respuesta a 20.1.1.1.

20.5.1.2 ASOENERGIA

“Las cantidades que se contratan en firme entre el comprador y el vendedor son el valor establecido en el contrato y son el compromiso total que el vendedor tiene con el comprador, independiente de la modalidad contractual e independiente de si el comprador las utiliza o no para su mercado relevante o propio consumo. La estructuración del Mercado Secundario tiene como objeto el gestionar las cantidades que el comprador no utilice de la total de la firmeza. Darle al vendedor la posibilidad a que utilice la proporción del volumen de la componente variable para sus fines propios, primero, iría en contra de la obligación de firmeza que el vendedor tiene con el comprador y, segundo, la conceptualización del Mercado Secundario en sí. Para lo último, dicha propuesto conllevaría a un Mercado Secundario aún más ilíquido de lo que actualmente es dado que habría una parte de los volúmenes comprometidos que el comprador no podría gestionar, sino que el vendedor las gestionaría a través de contratos interrumpibles. Adicionalmente, la

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

propuesta mencionada va en total contravía de la definición misma de los contratos, en el sentido en que dichas definiciones ‘el vendedor garantiza el servicio de suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural sin interrupciones’, para lo cual es obligación del vendedor entregarle comprador la cantidad establecida, sin importar si el comprador utiliza las cantidades o no, y el concepto ‘variable’ solamente está establecido para efectos de compromisos de pago: ‘...el comprador se comprometen a pagar en la liquidación mensual, como mínimo, el 80% de la cantidad contratada correspondiente al mes, independientemente de que sea consumida o no...’.

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

Ver respuesta a 19.13.1.4.

20.5.1.3 ASOENERGIA

“Celebramos el cambio en el sentido de que flexibiliza el mecanismo de contratación y se ajusta a la realidad de poder viabilizar nuevos proyectos que incluyan una nueva demanda de gas natural.”

Respuesta:

Se deben tener en cuenta los ajustes realizados en la nueva propuesta.

20.5.1.4 ASOENERGIA

“Celebramos el cambio en el sentido de que flexibiliza el mecanismo de contratación y se ajusta a la realidad de variación de consumos de los usuarios finales, sin tener que asumir los sobrecostos por dichas volatilidades.”

Respuesta:

Se deben tener en cuenta los ajustes realizados en la nueva propuesta.

20.6 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

20.6.1.1 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

"Literal c) En línea con lo expuesto en relación al numeral 1 del Artículo 21 y dado que la norma prevé la posibilidad de adelantarse negociaciones en un horizonte de hasta 40 trimestres posteriores al trimestre de negociación, se recomienda acotar dicho periodo a los trimestres que cuenten con Declaración de Producción publicada por el Ministerio de Minas y Energía. Lo anterior, pues entenderíamos que en un contrato vigente no sería posible definir una fecha futura de inicio de ejecución.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Como se mencionó en los comentarios al artículo 3, no hay definición de 'Punto de Venta'.

Así mismo, entendemos que el valor de la prima es aplicable a los contratos de Opción de Compra de Gas.

Hay variables repetidas y en otros casos se debe dar precisión sobre cómo clasificarlas."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Ver respuesta a 19.8.1.4.

20.6.1.2 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

"En el parágrafo 1 se señala lo siguiente:

'Para el registro ante el Gestor del Mercado de los contratos que se suscriban como consecuencia de la aplicación de los mecanismos de negociación en el mercado primario, se deberá presentar un documento anexo del contrato de suministro, suscrito por las partes del contrato, que contenga como mínimo la información que a continuación se enlista y que se constituye en la caracterización completa de las condiciones particulares del contrato, así (...)'

La mayoría de información allí solicitada es parte del registro del contrato en el sistema SEGAS."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta la información adicional que se requería entregar en el Parágrafo inicialmente propuesto, se incorpora a la información que se especifica en el Anexo 1.

20.7 CANACOL

20.7.1.1 CANACOL

"La cláusula de ajuste regulatorio que contempla la resolución introduce un riesgo imposible de asumir, dado que obliga a las partes a aceptar cualquier medida (precio, firmeza, cantidades, etc) que la CREG adopte a posteriori.

Es decir, no se puede aceptar medidas que no se conocen. De seguir esa cláusula lo que va a originar es que prácticamente no se puedan firmar contratos más allá del año 2025, dado que no es viable para la mayoría de las empresas tener contratos en donde se aceptan cláusulas que no se conocen previamente."

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Ver respuesta a 20.1.1.1.

20.8 ECOPETROL

20.8.1.1 ECOPETROL

"1. En el literal b) se plantea que '(...) La duración de los nuevos contratos que se suscriban será, como mínimo de un (1) Trimestre Estándar y, como máximo cuarenta (40) Trimestres Estándar, contados desde el Primer Trimestre Estándar siguiente al registro del contrato'.

A pesar de lo anterior, según lo establecido en el artículo 21, entendemos que algunos contratos podrían tener duración mensual, para facilitar la comercialización de excedentes, lo que consideramos adecuado. En tal sentido, sugerimos considerarlo en la redacción del literal b) del artículo 22."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hacen las adiciones de texto que aclaran el tema.

20.8.1.2 ECOPETROL

"2. Por otro lado, en relación con la duración de los contratos, no es claro por qué se plantea restringir la contratación de largo plazo a 40 trimestres (10 años), si es posible que algunos agentes del mercado estén interesados en suscribir contratos con duraciones de más 40 trimestres.

Es importante tener en cuenta que agentes como los productores-comercializadores tienen el incentivo de contratarse a largo plazo, pues esto tiene impacto en la certificación de reservas y, por tanto, en el valor de mercado de las compañías."

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

La declaración de PTDVF/CIDVF y las verificaciones que debe hacer el Gestor del Mercado al respecto de contratos que se deseen registrar de tipo firme o que garantizan firmeza parten de la comparación básica entre las cantidades de PTDV/CIDV presentadas en la declaración de producción que realizan los productores al MME para el mismo período de ejecución del contrato. Actualmente el MME, no la CREG, es quien determina el alcance del período de las declaraciones de producción. Ver respuesta a 20.8.1.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

20.8.1.3 ECOPETROL

"En el literal o) se plantea que '(...) los eventos eximentes de responsabilidad establecidos en esta Resolución no aplican cuando se trate de campos en pruebas extensas de producción o que no hayan declarado comercialidad, ni tampoco aplicarán las compensaciones establecidas en la regulación.'

Consideramos que esta disposición podría desestimular la contratación de gas de las nuevas fuentes en áreas costa afuera, que son campos en los que no se ha declarado la comercialidad."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se realiza un ajuste en la redacción de la norma. Sin embargo, dado el caso que se pretenda registrar un contrato que es de tipo firme o que garantiza firmeza, independientemente de la nominación que se haya hecho al contrato, dicho contrato debería incluir las condiciones y requisitos mínimos que establece la CREG, entre ellos los eventos eximentes determinados en dichas condiciones. Ver respuesta a 17.13.1.1.

20.8.1.4 ECOPETROL

"En el literal a) del presente artículo se plantea lo siguiente en relación con el ajuste automático de los contratos ante cambios en la regulación: '[t]odos los contratos de suministro de gas que se suscriban en aplicación de las disposiciones de la presente resolución deberán contener una cláusula de ajuste regulatorio en la que se especifique que, después del último trimestre del año de gas de 2025, las condiciones contractuales deberán ajustarse conforme a las disposiciones que eventualmente determine la CREG'.

Al respecto, consideramos que esto genera incertidumbre e implica un riesgo para los agentes del mercado, pues puede afectar la forma como gestionan sus riesgos, en la medida en que se comportan y enmarcan sus acciones en lo dispuesto en la regulación vigente y no tienen la capacidad de prever ajustes a la regulación, especialmente en contratos de largo plazo. Es posible que ante la expectativa de que se modifique la regulación, los agentes cambien su comportamiento para gestionar de manera adecuada sus riesgos y dar cumplimiento a la regulación.

En línea con lo anterior, sugerimos tener en cuenta el principio de irretroactividad de la Ley planteado en artículo 38 de la Ley 153 de 1887, que dispone que: '[e]n todo contrato se entenderán incorporadas las leyes vigentes al tiempo de su celebración'".

Respuesta:

Ver respuesta a 20.1.1.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

20.8.1.5 ECOPETROL

“La resolución que comentamos se refiere explícitamente a la imposibilidad de suscribir contratos con la demanda esencial, previa la declaratoria de comercialidad. En efecto, en el literal n) del artículo 22 se plantea que “[n]o se podrá atender Demanda Esencial con contratos de suministro que incluyan Fuentes de Suministro en pruebas o sin declaración de comercialidad”. Asimismo, el artículo 21 es claro en que la demanda esencial debe estar cubierta con contratos con respaldo físico, que en los términos de la propuesta regulatoria corresponden a contratos soportados en reservas, según se interpreta del Decreto 2100 de 2011.

Entendemos esta medida como una aplicación irrestricta de lo establecido en el artículo 5 del Decreto 2100 mencionado, compilado en el artículo 2.2.2.2.16 del Decreto 1073 de 2015. Allí se establece que “[l]os Agentes que atiendan la Demanda Esencial tienen la obligación de contratar el suministro y el transporte de gas natural para la atención de dicha demanda, según corresponda, con Agentes que cuenten con Respaldo Físico”.

Respuesta:

Ver respuesta a 20.1.1.4.

20.8.1.6 ECOPETROL

“En el marco de las normas mencionadas, consideramos jurídicamente viable que, previa la declaratoria de comercialidad, se permita a los productores-comercializadores suscribir contratos de suministro de largo plazo con la demanda esencial, siempre que las entregas de dicho gas comiencen una vez se cuente con la certificación de reservas según la normativa vigente.

Esto aseguraría la firme intención de los comercializadores que atienden demanda esencial de adquirir el gas natural a partir de una fecha futura, a un precio previamente negociado y, de esa manera, asegurar el flujo de recursos necesario para la viabilidad financiera de los proyectos, según se indicó en el literal a) del presente acápite. Asimismo, permitiría cumplir con el objetivo de política pública de asegurar que la demanda esencial cuente con respaldo físico.

Vale la pena subrayar que dentro de la demanda esencial no solo se encuentra la demanda residencial, sino otros sectores importantes por su tamaño, tales como las refinerías y el GNV. La posibilidad de asegurar su atención es crítica para proyectos de gran envergadura, como los que se adelantan en áreas costa afuera.”

Respuesta:

Ver numeral 4.18.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

20.9 EPM

20.9.1.1 EPM

"En una relación contractual bilateral en firme CF95 como las mencionadas en la Resolución CREG 186 de 2020, el vendedor garantiza el servicio de suministro de una cantidad diaria máxima y el comprador se compromete a pagar en la liquidación mensual mínimo el 95% de la cantidad contratada correspondiente al mes, independientemente de que sea consumida o no. Es importante aclarar, que si bien tiene una liquidación mensual está sujeto a una cantidad diaria máxima a nominar, la cual no puede superarse y adicionalmente, si se nomina por debajo de dicho valor el gas se pierde y la demanda debe asumir dicho costo.

Igualmente, habrá excedentes ocasionados por la diferencia de consumo entre un día hábil y no hábil de la demanda regulada pues actualmente, no existe un producto en el mercado que siga la curva de demanda del comercializador entre días hábiles y festivos. Esta situación sería la que se presentaría con la demanda esencial bajo cualquier modalidad de contratos firmes, en donde el comercializador se expone al riesgo de comprar una punta o un valor cercano a ella desde el mercado primario.

Así, es el comercializador quien asume y gestiona el riesgo por las cantidades totales contratadas en un contrato CF95 firme, pero ahora, los incentivos dados desde la Resolución CREG 227 de 2022, más la prohibición de nominar la parte variable de los contratos firmes para demandas diferentes al mercado relevante del comercializador, y que solo el productor pueda vender tales excedentes de manera bilateral, limitan la posibilidad de gestionar estos excedentes en el mercado secundario(Literales h, i art22). Lo anterior con el agravante adicional que las cantidades de suministro están asociadas a contratos de transporte espejo de estas, con lo cual dicha capacidad de transporte también quedaría sin nominar generando más sobrecostos.

Aclaramos que el comercializador tiene usuarios en otros mercados diferentes a su mercado relevante y para disminuir excedentes y sobrecostos entre los diferentes segmentos de la demanda, es importante que se le permita nominar y gestionar el 100% de las cantidades contratadas de sus contratos firmes. Adicionalmente, no es clara la motivación en la propuesta para que el comercializador no participe vendiendo excedentes en el mercado secundario de cualquier contrato firme que tenga suscrito, pues entendemos que una de las motivaciones de habilitar dicho mecanismo en la Resolución CREG 089 de 2013 fue precisamente permitirle la gestión de los excedentes de un contrato firme que no sigue la demanda diaria.

Por lo anterior, sugerimos a la CREG muy respetuosamente se permita al comercializador nominar las cantidades variables de sus contratos firmes."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.23.1.5.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

20.9.1.2 EPM

"Como se mencionó anteriormente, existirán diferencias entre el pico diario de la demanda esencial entre un día hábil y festivo que, según lo indicado en la Resolución CREG 227 de 2021 se incentivaría al Comercializador a contratarse en valores cercanos al promedio de la curva de carga para efectos de disminuir el riesgo del comercializador.

En esta línea el factor de carga mensual de la demanda regulada esencial sería para el caso de EPM del orden del 83% (Demanda promedio/Demanda pico), con lo cual, para minimizar los excedentes y en consecuencia los riesgos del comercializador, se requeriría que el productor ofreciera un producto CF 80 de largo plazo y seguramente más costoso que un CF 95, pero con una alta probabilidad de que no lo ofrezca, así la regulación lo permita pues no tiene ningún incentivo a hacerlo.

Para lo anterior, consideramos que deben establecerse instrumentos que permitan a los comercializadores gestionar de mejor manera el riesgo de las 'puntas de la demanda' en esos consumos diarios y para este propósito, respetuosamente sugerimos a la Comisión establecer en el MADE incentivos que permitan la oferta de contratos con las siguientes características: i) Oferta de contratos CF80 de largo plazo ii) contratos con una cantidad firme máxima para día hábil y otra cantidad para día festivo, que en la práctica ya se da pues el productor siempre baja su producción los domingos y festivos, con la diferencia que hoy se queda con la cantidad del contrato firme que no se nómina. Consideramos que estos ajustes reducirían notablemente los excedentes diarios y mensuales de los contratos firmes al mercado regulado y se mejora la eficiencia en el nivel de cantidades contratadas, al transferir a la demanda regulada en su tarifa, valores por supuesto más cercanos a su consumo real y a su curva de carga."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.23.1.4 y a 19.23.1.5.

20.10 GASES DE OCCIDENTE

20.10.1.1 GASES DE OCCIDENTE

"La Comisión define que los vendedores del mercado primario pueden "...negociar directamente el suministro del gas natural mediante contratos con interrupciones que provenga de la parte variable de los contratos con modalidades CF80 y CF95, cuando dicha cantidad variable no sea nominada por el comprador que suscribió dicho contrato para su propio consumo o para consumo del mercado de comercialización que atiende" (subrayado fuera de texto),

En primer lugar debe quedar claro que, de aplicarse esta condición, el contrato con interrupciones suspende entregas en caso de renominaciones por parte del comprador del CF95 o del CF80. De otra parte, consideramos que El Comprador, no puede perder su derecho de solicitar hasta el 100% del contrato independientemente si el gas será utilizado en su mercado propio o para transar en mercado secundario, lo anterior porque, seguramente El Vendedor al vender el gas bajo esta modalidad de contrato valoró en el precio el riesgo de no utilización de estos porcentajes."

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Ver respuesta a 19.23.1.4.

20.10.1.2 GASES DE OCCIDENTE

"El Anexo 3 es igual al Anexo 4 de la Resolución CREG-114 de 2017. Solo se diferencian en la inclusión de la modalidad CF80 y en ajustes en la variable ai. Teniendo en cuenta que en el Proyecto de Resolución está previsto que estos contratos tengan una duración mínima de tres (3) meses, las ecuaciones deben ser reformuladas.

Un comprador podría suscribir su contrato de suministro en uno cualquiera de los siguientes trimestres: diciembre-febrero, marzo-mayo, junio-agosto, septiembre-noviembre. Seguramente, dependiendo del trimestre en el que se suscriba el contrato, el precio será diferente.

Las ecuaciones de actualización contenidas en el Anexo están previstas para un solo contrato y períodos de contratación mínimos de (1) año.

Adicionalmente, con relación a la indexación de precios para los contratos que su fecha de ejecución sea posterior a la de registro, consideramos que debe ser de libre elección entre las partes si el precio pactado le aplica o no dicha indexación. Poder tener certeza del precio al cual iniciaría el costo del gas, es indispensable para lograr la viabilidad de varios proyectos, lo cual no sería posible con lo que se busca implementar en la resolución en consulta."

Respuesta:

En la nueva propuesta se hacen ajustes al artículo que establece la actualización de precios y al Anexo 3 que establece las ecuaciones de actualización de precios, inicialmente propuesto. En todo caso, en caso de utilizarse las ecuaciones de actualización de precios establecido en el Anexo al respecto, las actualizaciones serán de períodos anuales, no trimestrales.

20.10.1.3 GASES DE OCCIDENTE

"Con respecto al literal l), no se encuentra fundamento en el documento soporte para establecer una restricción como la planteada.

- Los agentes con contratos CF95/CF80 deben estar habilitados para vender no solo la cantidad de gas correspondiente al pago variable de tales contratos, sino cualquier excedente que se materialice con relación a la cantidad diaria máxima de gas natural sin interrupciones que esté comprometida en firme en el respectivo contrato.

- Además de las disposiciones establecidas en el Proyecto de Resolución CREG-227 de 2021, que castigan en más de un sentido los excedentes que la misma CREG les impone a los agentes que sirven demanda regulada, esta limitación implica que el agente no puede participar ni ofrecer gas para la venta por fuera de su mercado relevante, sean tales ventas destinadas a otro

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

mercado de comercialización, o a usuarios no regulados conectados a otros sistemas de distribución o conectados a la red de transporte.

- La Comisión estaría estableciendo una restricción a la competencia, dejándole como única opción al agente la venta de excedentes (obviando la limitación que también establece la CREG a los eventuales excedentes de la parte fija del contrato) en el mercado úselo o véndalo.

- Esta propuesta de norma de la CREG debe ser sometida a concepto por parte de la SIC."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.23.1.4.

20.10.1.4 GASES DE OCCIDENTE

"Sobre los mecanismos de cobertura que se puedan establecer entre vendedores y compradores del mercado primario, consideramos que la CREG debería establecer tales mecanismos, de tal manera que el vendedor que en nuestro mercado tiene posición dominante, no pueda imponer criterios arbitrarios y no pueda discriminar entre agentes compradores.

Al contrario de lo que afirma la CREG, su propuesta reduce hasta la casi extinción, la liquidez del mercado secundario. No existen los mercados secundarios sin que se registren excedentes en el mercado primario. Se considera una involución en el desarrollo del mercado. Si la CREG lo que busca es reducir los excedentes, puede lograr su desaparición estableciendo como reglas: contratos de suministro pague lo demandado con prioridad para la Demanda Esencial."

Respuesta:

Sobre los mecanismos de cobertura para el cumplimiento de los contratos, en la nueva propuesta se incluyen los tipos de garantías que se pueden exigir en el caso de contratos resultantes de negociaciones directas.

Ahora bien, en las negociaciones directas se pueden pactar condiciones diferentes a las establecidas como condiciones mínimas por la CREG, o condiciones que la CREG permite adicionar a las mínimas establecidas, que hacen que un contrato de suministro pueda tener unos riesgos un poco diferentes a otro contrato de suministro, incluso de modalidad similar. Por eso se considera conveniente dejar la flexibilidad de establecer las garantías en las negociaciones directas por ambas partes, de forma libre.

Si un comprador considera que está siendo discriminado injustamente, en la Resolución CREG 080 de 2019 o aquellas que la modifiquen o sustituyan, se establecen Reglas de Comportamiento de los agentes, entre las cuales en el Artículo 19 "Tratamiento neutral", se establece que:

*"(...) los agentes deben abstenerse de utilizar mecanismos, estrategias o cualquier otro instrumento que tenga la capacidad, el propósito o el efecto de **discriminar entre usuarios o entre prestadores con características análogas**.*

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Excepcionalmente, si existen razones explícitas, objetivas, verificables y previamente definidas, los agentes podrán apartarse del cumplimiento de las obligaciones contenidas en este artículo. Dichas razones deben estar documentadas y ser verificables por parte de las autoridades de vigilancia y control.” (subrayado con resaltado fuera de texto)

Por último, en la nueva propuesta se incluye la propuesta de subasta centralizada que se aplicarían en los casos de fuentes de suministro que hagan parte de un punto de referencia con balance comercial deficitario, para aquellas fuentes que deben cumplir los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG. Para los contratos que eventualmente resulten de dichas subastas se incluye un Anexo en el que se establecen los valores de las garantías.

Por otra parte, ver respuesta a 20.10.1.3.

20.11 GECELCA

20.11.1.1 GECELCA

“Solicitamos a la CREG revisar la condición de un generador térmico cuyo programa de despacho o autorizaciones son impartidas por el CND y que por lo tanto puede presentar cambios en el consumo de gas llevándolo a contar con excedentes de sus contratos bajo las modalidades CF95 o CF80 que no podría vender en el mercado secundario, restándole liquidez a este mercado.

Proponemos que se incluya una excepción para la generación térmica dado que con esto se daría una mayor coordinación Gas-Electricidad y una mayor liquidez al mercado secundario al permitir que ante cambios importantes en los programas de generación, los generadores térmicos pudieran vender la parte variable de los contratos CF95/CF80.”

Respuesta:

En el caso de los usuarios no regulados, éstos pueden vender excedentes de cantidades contratadas pero no nominadas en un día de gas, bajo el mecanismo de Úselo o Véndalo de Corto Plazo o mediante contratos con interrupciones. Si el usuario no regulado desea vender, en negociaciones directas, las cantidades excedentarias en el Mercado Secundario, debe volverse y registrarse como comercializador de gas.

Además, en el caso específico de un usuario no regulado del sector termoeléctrico, la regulación vigente, que al respecto no se está proponiendo modificar, le permite que si en las cantidades declaradas como disponibles por los Vendedores del Mercado Primario se encuentra gas natural contratado por generadores térmicos, estos le deberán informar al Gestor del Mercado qué cantidad no debe ser ofrecida a través del proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural. La cantidad informada por los generadores no será considerada parte del gas natural disponible para el proceso de úselo o véndalo de corto plazo.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

20.11.1.2 GECELCA

“Consideramos que no es necesario incluir lo definido por el literal m) del artículo 22 en lo referente al requerimiento de respaldo físico para la atención de OEF toda vez que las modalidades permitidas por el respaldo de OEF que establece la Resolución CREG 071 de 2006 indican que se requiere contar con Respaldo Físico.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta no se incluye ninguna particularización específica sobre las obligaciones de energía firme OEF del sector eléctrico.

20.12 HOCOL

20.12.1.1 HOCOL

"• Aclarar el alcance de la condición establecida aquí y que se refiere a permitir que los agentes que atienden Demanda Esencial tengan acceso a los contratos de suministro con Respaldo Físico. Agradecemos precisar si este acceso se garantiza con el hecho de remitir oferta a dicho agente con las condiciones comerciales del suministro, aun cuando las partes no lleguen a un acuerdo y suscriban el contrato."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.8.1.10, a 19.12.1.11, a 19.13.1.1 y a 20.10.1.4, entre otras.

20.12.1.2 HOCOL

"Ajuste Regulatorio:

Sugerimos a la Comisión reconsiderar y eliminar la propuesta de cláusula de ajuste regulatorio que se debe incluir en todos los contratos que se suscriban, con el propósito de que se brinde la oportunidad de revisión y valoración de riesgos de realizar estos ajustes o de considerar una terminación anticipada ante la imposibilidad de ejecutar los contratos con las modificaciones requeridas. Esto teniendo en cuenta la inseguridad jurídica y contractual que introduce este tipo de medidas, ya que afecta las decisiones de inversión o compra y desestimula la adición de oferta al mercado."

Respuesta:

Ver respuesta a 20.1.1.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

20.13 ISAGEN

20.13.1.1 ISAGEN

"Solicitamos eliminar el párrafo, ya que no vemos la necesidad de firmar un documento adicional al contrato y al registro del contrato ante el Gestor del Mercado, toda vez que dicha información se encuentra en el contrato y en la información registrada. Proponemos que en caso de que se requiera mayor información sobre el contrato se solicite en el formato de registro ante el Gestor del Mercado."

Aplica también para el Párrafo del Artículo 26, literal xii del 1.1, literal xii del 2.1 y literal xv del 3.1 del Anexo 1."

Respuesta:

Ver respuesta a 20.6.1.2.

20.14 LEWIS ENERGY

20.14.1.1 LEWIS ENERGY

"Al incluir una cláusula de ajuste regulatorio en los contratos de suministro después del último trimestre de 2025, podría limitar la capacidad tanto de compradores como vendedores, de adquirir compromisos de largo plazo más allá de ese periodo, debido a la incertidumbre que se genera al firmar un contrato sin conocer los potenciales ajustes a futuro por cambios regulatorios."

Incluso, la incertidumbre en las negociaciones entre compradores y vendedores sería mayor en la medida que se acerca ese trimestre y las partes tuvieran la intención de firmar contratos de suministro, independientemente del plazo a ser pactado."

Respuesta:

Ver respuesta a 20.6.1.2.

20.15 METROGAS ESP

20.15.1.1 METROGAS ESP

"Suscribir contratos sujetos a cambios no previstos ni gestionables por las partes agrega un componente de incertidumbre a la actividad de comercialización."

Respuesta:

Ver respuesta a 20.6.1.2.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

20.16 NATURGAS

20.16.1.1 NATURGAS

"En este literal se plantea que 'Todos los contratos de suministro de gas que se suscriban en aplicación de las disposiciones de la presente resolución deberán contener una cláusula de ajuste regulatorio en la que se especifique que, después del último trimestre del año de gas de 2025, las condiciones contractuales deberán ajustarse conforme a las disposiciones que eventualmente determine la CREG'.

Esta disposición exige incluir cláusula de ajuste regulatorio en los contratos de suministro de tal manera que después del último trimestre del año de gas 2025 los contratos se puedan ajustar a las disposiciones que determine la CREG. El contenido de la disposición es similar a lo establecido en el parágrafo 2 del artículo 16 de la Resolución CREG 185 para el caso de transporte donde se prevé un eventual cambio de esquema para esa fecha. Sin embargo, en el caso de suministro de gas este tipo de cláusula genera alta incertidumbre sobre cuáles podrán ser los eventuales cambios que determine la CREG en ese momento. Esta incertidumbre es totalmente inconveniente para el mercado pues limita la contratación a no más allá de 2025; es decir, para períodos más allá de 2025 difícilmente las partes de un contrato asumen el riesgo de esa incertidumbre.

Por tanto, se solicita a la Comisión aclarar el alcance de esa cláusula de ajuste regulatorio para evitar la incertidumbre que introduce como está planteada en la propuesta, y en lo posible dejar abierta la posibilidad para que las partes de mutuo acuerdo fijen las cláusulas que consideren."

Respuesta:

Ver respuesta a 20.6.1.2.

20.17 PETROMIL

20.17.1.1 PETROMIL

"Bajo nuestra interpretación con esta resolución no se estarían cumpliendo los objetivos antes mencionados, con base en las siguientes consideraciones:

- Con ocasión a la obligación de publicar y reportar la totalidad de los contratos, sus términos y condiciones, detalles asociados a cantidades, precios, puntos de entrega, los agentes de otros mercados de combustible (competencia/sustitutos) podrían acceder a esta información que genera una ventaja competitiva entre un agente y otro.*

Respuesta:

La gran mayoría de la nueva información requerida en la propuesta, que se reordena en el Anexo de información de los contratos de suministro que se registran al Gestor del Mercado, se requiere solo para efectos de verificación del Gestor del Mercado de acuerdo con lo que se le establece para efectos de realizar registro de contratos, efectos de seguimiento y vigilancia de las

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

autoridades competentes y efectos de seguimiento de resultados de las nuevas resoluciones por parte de la CREG. La información que es publicada por el Gestor del Mercado seguirá teniendo el mismo alcance, cumpliendo con un criterio de no individualizarla respecto de vendedores y compradores del Mercado Mayorista de Gas Natural.

20.17.1.2 PETROMIL

“Analizando la Resolución 227 en conjunto con la Resolución 226 nos lleva a concluir que existe un riesgo potencial de reducir la participación en el mercado del comercializador puro, e incluso su potencial desaparición, teniendo en cuenta que su actividad no sería sostenible por los argumentos antes mencionados y así mismo, acabaría con la flexibilidad que el comercializador puro pone a disposición del mercado.

Razón por la cual, sugerimos nuevamente que ambas resoluciones sean remitidas a la SIC, previa a su expedición, para que esa entidad conceptúe sobre su incidencia en la libre competencia, en los términos del artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, toda vez que, algunos elementos de la propuesta tienen el potencial de: i) limitar la posibilidad de los agentes que participan en el mercado para distribuir o comercializar sus productos según su realidad operativa; o ii) constituirse en barreras de entrada al mercado.”

Respuesta:

La CREG procederá como prevén las normas de competencia, una vez se hayan aprobado los ajustes para publicación definitiva y previo a su publicación efectiva.

Como se ha indicado desde el inicio de la reglamentación del Mercado Mayorista de Gas Natural, en cumplimiento de lo establecido en la Ley 142 de 1994 y con mayor desarrollo en el Decreto Único Reglamentario del Sector Minas y Energía 1073 de 2015, los objetivos principales que se buscan alcanzar consisten en establecer reglas que:

- Promuevan la competencia.
- Propicien la formación de precios eficientes a través de procesos que reflejen el costo de oportunidad del recurso, considerando las diferentes variables que inciden en su formación.
- Mitiguen los efectos de la concentración del mercado.
- Generen información oportuna y suficiente para los Agentes.
- Propendan por el equilibrio de las relaciones contractuales entre los Agentes Operacionales.
- Incentiven la importación de gas natural con el fin de promover el abastecimiento suficiente de este energético.

20.18 PROMIGAS

20.18.1.1 PROMIGAS

"La Comisión define que los vendedores del mercado primario pueden ‘...negociar directamente el suministro del gas natural mediante contratos con interrupciones que provenga de la parte variable de los contratos con modalidades CF80 y CF95, cuando dicha cantidad variable no sea

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

nominada por el comprador que suscribió dicho contrato para su propio consumo o para consumo del mercado de comercialización que atiende' (subrayado fuera de texto),

En primer lugar debe quedar claro que, de aplicarse esta condición, el contrato con interrupciones suspende entregas en caso de renominaciones por parte del comprador del CF95 o del CF80. De otra parte, consideramos que El Comprador, no puede perder su derecho de solicitar hasta el 100% del contrato independientemente si el gas será utilizado en su mercado propio o para transar en mercado secundario, lo anterior porque, seguramente El Vendedor al vender el gas bajo esta modalidad de contrato valoró en el precio el riesgo de no utilización de estos porcentajes."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.23.1.4.

20.18.1.2 PROMIGAS

"El Anexo 3 es igual al Anexo 4 de la Resolución CREG-114 de 2017. Solo se diferencian en la inclusión de la modalidad CF80 y en ajustes en la variable ai. Teniendo en cuenta que en el Proyecto de Resolución está previsto que estos contratos tengan una duración mínima de tres (3) meses, las ecuaciones deben ser reformuladas.

Un comprador podría suscribir su contrato de suministro en uno cualquiera de los siguientes trimestres: diciembre-febrero, marzo-mayo, junio-agosto, septiembre-noviembre. Seguramente, dependiendo del trimestre en el que se suscriba el contrato, el precio será diferente.

Las ecuaciones de actualización contenidas en el Anexo están previstas para un solo contrato y períodos de contratación mínimos de (1) año.

Adicionalmente, con relación a la indexación de precios para los contratos que su fecha de ejecución sea posterior a la de registro, consideramos que debe ser de libre elección entre las partes si el precio pactado le aplica o no dicha indexación. Poder tener certeza del precio al cual iniciaría el costo del gas, es indispensable para lograr la viabilidad de varios proyectos, lo cual no sería posible con lo que se busca implementar en la resolución en consulta."

Respuesta:

Ver respuesta a 20.10.1.3.

20.18.1.3 PROMIGAS

"Con respecto al literal l), no se encuentra fundamento en el documento soporte para establecer una restricción como la planteada.

- Los agentes con contratos CF95/CF80 deben estar habilitados para vender no solo la cantidad de gas correspondiente al pago variable de tales contratos, sino cualquier excedente que se

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

materialice con relación a la cantidad diaria máxima de gas natural sin interrupciones que esté comprometida en firme en el respectivo contrato.

- Además de las disposiciones establecidas en el Proyecto de Resolución CREG-227 de 2021, que castigan en más de un sentido los excedentes que la misma CREG les impone a los agentes que sirven demanda regulada, esta limitación implica que el agente no puede participar ni ofrecer gas para la venta por fuera de su mercado relevante, sean tales ventas destinadas a otro mercado de comercialización, o a usuarios no regulados conectados a otros sistemas de distribución o conectados a la red de transporte.

- La Comisión estaría estableciendo una restricción a la competencia, dejándole como única opción al agente la venta de excedentes (obviando la limitación que también establece la CREG a los eventuales excedentes de la parte fija del contrato) en el mercado úselo o véndalo.

- Esta propuesta de norma de la CREG debe ser sometida a concepto por parte de la SIC."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.23.1.4.

20.18.1.4 PROMIGAS

"Sobre los mecanismos de cobertura que se puedan establecer entre vendedores y compradores del mercado primario, consideramos que la CREG debería establecer tales mecanismos, de tal manera que el vendedor que en nuestro mercado tiene posición dominante, no pueda imponer criterios arbitrarios y no pueda discriminar entre agentes compradores.

Al contrario de lo que afirma la CREG, su propuesta reduce hasta la casi extinción, la liquidez del mercado secundario. No existen los mercados secundarios sin que se registren excedentes en el mercado primario. Se considera una involución en el desarrollo del mercado. Si la CREG lo que busca es reducir los excedentes, puede lograr su desaparición estableciendo como reglas: contratos de suministro pague lo demandado con prioridad para la Demanda Esencial."

Respuesta:

Ver respuesta a 20.10.1.4.

20.19 SSPD

20.19.1.1 SSPD

"Se considera pertinente permitir que la Demanda Esencial pueda ser atendida con fuentes de suministro en pruebas o sin declaración de comercialidad, solamente cuando se requieran contratos para cubrir eventos programados o no programados en el SNT o en campos de producción."

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Ver respuesta a 17.14.1.1.

20.19.1.2 SSPD

"Se recomienda que, para la modalidad contractual denominada mixta, se reporten las cantidades contratadas en firme y con interrupciones por separado. Lo anterior, teniendo en cuenta que para fines estadísticos y comerciales la modalidad mixta es confusa y se podría presentar para abusos por parte de los agentes.

Lo anterior, se encuentra respaldado en el hecho de que actualmente se reporta al Gestor del Mercado contratos bajo la modalidad de 'Otras', dentro de los cuales no se tiene certeza sobre las cantidades que se respaldan con firmeza y las cantidades que no garantizan firmeza."

Respuesta:

Se precisa que, dentro de las modalidades contractuales CREG se encuentran los contratos de tipo firme o que garantizan firmeza, siendo parte de ellas la CF95, la CF80 propuesta, el OCG, el OCGX, el CFC y el CSC. Dentro de las modalidades del tipo interrumpible se encuentran los contratos con interrupciones. El tipo de contrato mixto no tiene una modalidad CREG determinada, porque bien se establece en la Resolución CREG 186 de 2020 vigente, lo cual se mantiene en la propuesta, que los contratos que se pacten en el mercado primario deberán constar por escrito, y corresponder íntegra y exclusivamente a una de las modalidades contractuales establecidas por la CREG en el artículo correspondiente.

Ahora bien, en aplicación de la propuesta en que se especifican algunas excepciones, para los cuales las partes, de común acuerdo, definirán las condiciones de los contratos que celebren.

En la nueva propuesta, en la información que se requiere en el Anexo 1 para el registro de los contratos, las partes deberían identificar en todo caso las cantidades que se comprometen en firme y las cantidades con interrupciones.

20.19.1.3 SSPD

"La propuesta regulatoria propone dos limitaciones:

1. Los compradores del mercado primario no podrán nominar las cantidades variables sino únicamente cuando sean requeridas para su mercado relevante y no para la venta en el secundario.

2. Los vendedores del mercado primario podrán vender estas cantidades variables por medio de contratos con interrupciones.

Ante estas dos limitaciones surge la inquietud sobre si estas medidas pueden tener como consecuencia que ante eventos programados o no programados del SNT, sectores de demanda

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

que requieran contratación en firme, y que podría respaldarse temporalmente en las cantidades variables del CF80 y CF95, no puedan suscribir contratos con firmeza de corto plazo durante dichos eventos. Lo anterior bajo el contexto de las condiciones que conllevan a declarar racionamiento programado."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.23.1.4.

20.20 SURTIGAS

20.20.1.1 SURTIGAS

"La Comisión define que los vendedores del mercado primario pueden ‘...negociar directamente el suministro del gas natural mediante contratos con interrupciones que provenga de la parte variable de los contratos con modalidades CF80 y CF95, cuando dicha cantidad variable no sea nominada por el comprador que suscribió dicho contrato para su propio consumo o para consumo del mercado de comercialización que atiende’ (subrayado fuera de texto),

En primer lugar debe quedar claro que, de aplicarse esta condición, el contrato con interrupciones suspende entregas en caso de renominaciones por parte del comprador del CF95 o del CF80. De otra parte, consideramos que El Comprador, no puede perder su derecho de solicitar hasta el 100% del contrato independientemente si el gas será utilizado en su mercado propio o para transar en mercado secundario, lo anterior porque, seguramente El Vendedor al vender el gas bajo esta modalidad de contrato valoró en el precio el riesgo de no utilización de estos porcentajes."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.23.1.4.

20.20.1.2 SURTIGAS

"El Anexo 3 es igual al Anexo 4 de la Resolución CREG-114 de 2017. Solo se diferencian en la inclusión de la modalidad CF80 y en ajustes en la variable ai. Teniendo en cuenta que en el Proyecto de Resolución está previsto que estos contratos tengan una duración mínima de tres (3) meses, las ecuaciones deben ser reformuladas.

Un comprador podría suscribir su contrato de suministro en uno cualquiera de los siguientes trimestres: diciembre-febrero, marzo-mayo, junio-agosto, septiembre-noviembre. Seguramente, dependiendo del trimestre en el que se suscriba el contrato, el precio será diferente.

Las ecuaciones de actualización contenidas en el Anexo están previstas para un solo contrato y períodos de contratación mínimos de (1) año.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Adicionalmente, con relación a la indexación de precios para los contratos que su fecha de ejecución sea posterior a la de registro, consideramos que debe ser de libre elección entre las partes si el precio pactado le aplica o no dicha indexación. Poder tener certeza del precio al cual iniciaría el costo del gas, es indispensable para lograr la viabilidad de varios proyectos, lo cual no sería posible con lo que se busca implementar en la resolución en consulta."

Respuesta:

Ver respuesta a 20.10.1.3.

20.20.1.3 SURTIGAS

"Con respecto al literal l), no se encuentra fundamento en el documento soporte para establecer una restricción como la planteada.

- Los agentes con contratos CF95/CF80 deben estar habilitados para vender no solo la cantidad de gas correspondiente al pago variable de tales contratos, sino cualquier excedente que se materialice con relación a la cantidad diaria máxima de gas natural sin interrupciones que esté comprometida en firme en el respectivo contrato.

- Además de las disposiciones establecidas en el Proyecto de Resolución CREG-227 de 2021, que castigan en más de un sentido los excedentes que la misma CREG les impone a los agentes que sirven demanda regulada, esta limitación implica que el agente no puede participar ni ofrecer gas para la venta por fuera de su mercado relevante, sean tales ventas destinadas a otro mercado de comercialización, o a usuarios no regulados conectados a otros sistemas de distribución o conectados a la red de transporte.

- La Comisión estaría estableciendo una restricción a la competencia, dejándole como única opción al agente la venta de excedentes (obviando la limitación que también establece la CREG a los eventuales excedentes de la parte fija del contrato) en el mercado úselo o véndalo.

- Esta propuesta de norma de la CREG debe ser sometida a concepto por parte de la SIC."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.23.1.4.

20.20.1.4 SURTIGAS

"Sobre los mecanismos de cobertura que se puedan establecer entre vendedores y compradores del mercado primario, consideramos que la CREG debería establecer tales mecanismos, de tal manera que el vendedor que en nuestro mercado tiene posición dominante, no pueda imponer criterios arbitrarios y no pueda discriminar entre agentes compradores.

Al contrario de lo que afirma la CREG, su propuesta reduce hasta la casi extinción, la liquidez del mercado secundario. No existen los mercados secundarios sin que se registren excedentes en

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

el mercado primario. Se considera una involución en el desarrollo del mercado. Si la CREG lo que busca es reducir los excedentes, puede lograr su desaparición estableciendo como reglas: contratos de suministro pague lo demandado con prioridad para la Demanda Esencial."

Respuesta:

Ver respuesta a 20.10.1.4.

20.21 TEBSA

20.21.1.1 TEBSA

"Para las condiciones de negociación de suministro de gas que requieren respaldo físico, consideramos que la nueva modalidad CF80 disminuye las cantidades para contratar en firme, además que pueden encarecer el precio de compra."

Respuesta:

Las características de la modalidad contractual CF80 propuesta pueden ayudar a que los agentes que atienden demanda con variaciones importantes entre días laborales y fines de semana, puedan optimizar con la modalidad CF95 el precio promedio resultante, considerando las limitaciones que se mantienen de que la liquidación del pago mínimo sea mensual y de que no se puede nominar en un día cantidades superiores a las contratadas.

Se espera además, que el efecto combinado del efecto en precio por un menor porcentaje mínimo a pagar lleve a una mayor precisión en la estimación de las cantidades que negocien los compradores con los vendedores.

En todo caso, en caso de encontrarse un balance comercial deficitario, las modalidades contractuales a utilizar se limitan a la CF95, OCG y CFC, por lo que la modalidad CF80 no será parte de la subasta o de los mecanismos que se desarrollen para las fuentes de suministro exentas de mecanismos de comercialización CREG.

20.22 TERPEL

20.22.1.1 TERPEL

"Al contrario de generar flexibilidad en los contratos, la cláusula de ajuste regulatorio genera incertidumbre para las partes, tanto para vendedores como para compradores, para la celebración de contratos a largo plazo, más allá de 2025, al restringir la autonomía de la voluntad de las partes de revisar las condiciones contractuales ante los cambios regulatorios, inciertos en el corto y mediano plazo."

Respuesta:

Ver respuesta a 20.1.1.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

20.22.1.2 TERPEL

“La comercialización del gas de campos en pruebas debería ser destinada a atender cualquier tipo de demanda sin discriminación, incluida la demanda esencial, siempre que la misma esté respaldada con reservas sean probables o posibles.”

Respuesta:

Ver respuesta a 20.1.1.3.

20.22.1.3 TERPEL

“Por favor indicar cual es el mercado relevante para un comercializador.”

Respuesta:

Ver respuesta a 20.1.1.2.

20.23 VANTI

20.23.1.1 VANTI

"Teniendo en cuenta principios como la seguridad jurídica y la confianza legítima no nos es aceptable este mandato, toda vez que no se especifica el alcance de cuáles son las condiciones contractuales en las que se deberá tener un ajuste después del 30 de noviembre de 2025, ni cuáles son las disposiciones que determinará la CREG.

En efecto, la confianza legítima, ‘(...) se fundamenta en la protección de las expectativas ciertas, razonables y fundadas que tienen los administrados con relación a las actuaciones del Estado, así, ha sido reconocido por la jurisprudencia constitucional y de lo contencioso administrativo que, la seguridad jurídica y la confianza legítima proyectan el principio constitucional de la buena fe consagrado en el artículo 83 superior, que irradia toda la actividad estatal, incluida la judicial. (...) [L]a confianza legítima supone corroborar que existen hechos claros, precisos y contundentes, de los que se puede concluir la voluntad estatal en caminata a producir determinados efectos jurídicos, así como la confianza de los administrados en tales mandatos. (...)’(Resaltado fuera de texto original)

Entonces se trata de la ‘protección jurídica a las expectativas razonables, ciertas y fundadas que pueden albergar los administrados con respecto a la estabilidad o proyección futura de determinadas situaciones jurídicas de carácter particular y concreto, cuando ellas han sido promovidas, permitidas, propiciadas o toleradas por el propio Estado’.

De este modo, la previsión contenida en el literal a) del artículo 22 de la propuesta regulatoria resulta desproporcionada, no es razonable y vulnera los derechos fundamentales de los administrados. Cabe recordar que tal y como ha sido señalado por la jurisprudencia de la H.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Corte Constitucional, '(...) el artículo 83 de la Constitución Política dispone que "[l]as actuaciones de los particulares y de las autoridades públicas deberán ceñirse a los postulados de la buena fe, la cual se presumirá en todas las gestiones que aquellos adelanten ante éstas'. El principio de confianza legítima es una proyección del principio de buena fe. La jurisprudencia de este Tribunal ha establecido que la confianza legítima es un principio constitucional que implica una prohibición para la administración. En concreto, supone que las autoridades no pueden cambiar de manera sorpresiva ciertas condiciones que permitan a los administrados de manera directa o indirecta confiar en que las condiciones de su actuar se mantengan sin otorgar un período de transición o brindar alternativas para solucionar los efectos de su decisión. En esencia, este principio consiste en que el ciudadano debe desarrollarse en un medio jurídico estable y previsible, en el cual pueda confiar.(...)'

Sobre el particular es preciso recordar cómo actuaciones recientes de la Comisión, como la Resolución 185 de 2020 que desarrollaron cambios regulatorios que afectaron y afectan sustancialmente los contratos firmados con 15 años de antigüedad donde se obliga al comercializador a vender el transporte de gas a costo fijo cero en los procesos del úselo o véndalo de corto plazo pero mantiene su obligación de pago al transportador, no son aceptables, vulneran derechos de los agentes, que confiando en reglas regulatorias establecidas previamente procedieron a suscribirlos y adquirir compromisos; ya hemos expresado como estas disposiciones desconocieron abiertamente la existencia de contratos de largo plazo de los comercializadores que fueron suscritos bajo las reglas regulatorias establecidas en su momento para cubrir su demanda y para facilitar la expansión de los sistemas de transporte (contract carriage) que implican para el comercializador por imposición regulatoria -en abierta violación a los principios legales superiores- la imposibilidad de remunerar riesgo de contratación a largo plazo ya que el mercado secundario no permite márgenes y el de úselo o véndalo lo obliga a liberar cantidades a una fracción del costo de transporte contratado.

En este mismo sentido, vale mencionar que tampoco son de recibo -y resultarían ilegales- las señales regulatorias contenidas en la resolución en comentarios 227 de 2021 en la cual no se permite el traslado a la demanda de los mismos contratos históricos de transporte y que limitan el precio de los contratos de venta de suministro en el mercado secundario.

Estas señales regulatorias erradas, además de imponer cargas injustas y desproporcionadas al comercializador, están llevando a generar una competencia basada en una ventaja regulatoria que se le otorga a solo algunos agentes de la cadena y que no está basada en una señal de mercado. De lo anterior vemos que la Comisión en sus decisiones, no está guardando el equilibrio entre los diferentes agentes de la cadena -desconociendo mandatos superiores como los contenidos en la Ley 142 de 1994 y el Decreto 1073 de 2015 según los cuales corresponde a la CREG ejercer sus funciones para promover la competencia y desarrollar mecanismos contractuales que propendan por el equilibrio de las relaciones contractuales entre los agentes; la CREG está pretendiendo seguir imponiendo -en adición a lo ya comentado respecto de la Resolución CREG 185 de 2020- cargas excesivas y riesgos no gestionables al comercializador sin darle herramientas que le permitan gestionar estos cambios regulatorios, manteniendo a su cargo las obligaciones de pago de los contratos, pero a la vez conservando el estatus quo para productores y transportadores. En conclusión, es por ello por lo que, vemos que una cláusula regulatoria abierta de este tipo incrementa sustancialmente el riesgo de contratación para los comercializadores de gas que no están en el deber legal de aceptar. Reiteramos entonces que no les es dable a la CREG intervenir contratos y modificar por esta vía lo pactado por las partes

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

-con arreglo a la regulación vigente- en ejercicio de su autonomía de la voluntad. En este orden de ideas se hace un llamado a la CREG para revisar este punto, ya que no puede obligar a las partes a firmar los contratos venideros con tal grado de incertidumbre."

Respuesta:

Ver respuesta a 20.1.1.1.

21 ARTÍCULO 23. COMERCIALIZACIÓN CONJUNTA DE LA PRODUCCIÓN DE FUENTES DE SUMINISTRO COSTA AFUERA

21.1 FRONTERA

21.1.1.1 FRONTERA

"En particular, en esta oportunidad queremos comentar sobre la resolución del asunto, en la que se toca un tema de amplia importancia, como es la limitación de la Comercialización Conjunta, definida en la Resolución CREG 093 de 2006, la cual si bien es de gran utilidad para garantizar condiciones neutrales y transparentes para acceso al mercado de todos los agentes y evitar situaciones que generen el efecto de restringir la competencia, lo es en temas prácticos en los grandes campos que posee el país, y que por obvias razones podrían incurrir en las prácticas antes mencionadas, no obstante lo anterior, podemos a consideración de la Comisión, que para el caso de Campos Menores, según lo define la Regulación Vigente, en el que varios productores tienen participación en la producción, se extienda la excepción propuesta en el proyecto de resolución en su Artículo 23, que reza (negrilla y subrayado nuestro):

Es claro que, con la inclusión propuesta se optimizan los procesos de comercialización de los campos menores, que, por su tamaño, su potencial de riesgo para ejercer prácticas del mercado es prácticamente nulo."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Ver numeral 3.2.2.

En el caso de cualquier otra fuente de suministro y la comercialización conjunta de la misma, se deberá aplicar la Resolución CREG 093 de 2006 que establece los requisitos para la autorización de la CREG ante solicitud en ese sentido.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

22 ARTÍCULO 24. CONDICIÓN DE PRECIO

22.1 ACP

22.1.1.1 ACP

“Condición de precio: Se mencionan los artículos 188 y 199 que no existen en la propuesta de resolución.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hacen las correcciones de redacción correspondientes.

22.1.1.2 ACP

“Sugerimos revisar la posibilidad de que las partes acuerden libremente la actualización de precios, con alternativas adicionales a las propuestas en el Anexo 3.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Ver numeral 4.19.

22.1.1.3 ACP

“En el caso de suscribir un contrato uno o dos años antes del primer año de ejecución, ¿Es posible que en la suscripción se fije el Precio que se cobrará al inicio del contrato para las entregas durante el primer año de gas de ejecución, y que la primera actualización anual de precios aplique a partir del segundo año de gas de ejecución del contrato?”

Respuesta:

En la nueva propuesta se establecen condiciones más flexibles respecto del precio inicial a utilizar en contratos cuyo suministro inicia su ejecución en años posteriores a su suscripción y registro.

Ver numeral 4.19.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

22.2 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

22.2.1.1 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

"Señala el mencionado aparte en su numeral 2 que:

‘ 2. En el caso de las negociaciones de contratos de largo plazo a que se hace referencia en el Artículo 21 de esta Resolución, el precio será el que acuerden las partes en caso de negociación directa, o el que surja de la aplicación del mecanismo de subasta.’

Al respecto, dado que la propuesta regulatoria está eliminando el periodo de negociación directa de contratos de largo plazo, de 3 o mas años con inicio en diciembre del año en curso y del siguiente año de gas, agradecemos aclarar si deberá entenderse como ‘contratos de largo plazo’ aquellos resultantes de negociaciones directas con duración de un (1) año o más o en general la regla sobre el precio aplicaría independientemente de la duración del contrato y de si derivaron de los mecanismos de negociación directa o subasta. Lo anterior, dado que conforme se está definiendo en la aplicación del MADE se podrían negociar contratos con duraciones entre 1 y hasta 40 trimestres estándar.

Con respecto a lo señalado en el numeral 6 del citado artículo, sugerimos evaluar si es pertinente aclarar que la regla de actualización de precios respecto de los contratos derivados de las asignaciones mediante el esquema de subasta, deberá ser igual respecto de los compradores adjudicados con el fin de mantener uniforme el precio resultante de la aplicación del mecanismo de subasta.”

Respuesta:

En la nueva propuesta se retiró el uso de la expresión de “contratos de largo plazo” para casos de nuevos contratos.

22.3 EPM

22.3.1.1 EPM

"El precio de reserva que envíe un productor al Gestor de Mercado (GM) debe contener alguna señal de eficiencia en su formación y evidenciar la mínima disponibilidad a la que se espera vender gas firme en un determinado trimestre. Este valor será el precio para la demanda esencial (GNV y Residencial) en caso de que en un determinado trimestre haya déficit y no existan excedentes, o será el precio base de la subasta si existen excedentes a subastar. La propuesta del MADE es acertada porque por una parte es probable que al inicio del trimestre el productor enfrente cierta incertidumbre pues ‘no sabe’ qué demanda va a solicitar gas y, de igual forma, la demanda no sabrá exactamente cuánto gas comprará si puede reducir cantidades para evitar ir a una subasta en un determinado campo, dado que al publicarse el balance comercial podrá ajustar sus requerimientos sobre trimestres posteriores.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Este “juego” se daría periódicamente cada trimestre y, en esa medida el Productor y el Comercializador conocerán un proxy del gas que se estaría transando y con señales de precio, lo que incentivaría a un productor a ofrecer un precio de mercado que le permita vender el gas en caso de subasta y reflejar tal situación su precio de reserva. No obstante, existe un riesgo en caso de subasta para la demanda esencial pues ante esta situación, se hace una asignación administrada y dicha demanda debe aceptar el precio de cierre de la subasta de manera pasiva.

Parte de la solución estaría relacionada con el momento de declaración y publicación del Precio de Reserva. Permitir fijar un Precio de Reserva con posterioridad al balance comercial trimestral podría ser contraproducente, pues el oferente-Productor tendría toda la información de cantidades faltantes y tipo de demanda que requiere gas, extrayendo el máximo del excedente del consumidor. Al respecto, se debe tener en cuenta que el Productor cuando fija su precio de reserva es un precio piso del que espera, racionalmente, un ingreso que como mínimo satisface sus costos de producción y no debe depender de en qué momento se reporta pues sus costos serían los mismos. Por lo anterior, sugerimos a la CREG lo siguiente: i) Que el precio de reserva del productor sea declarado desde el día 1 del inicio de un trimestre estándar y que el mercado lo conozca una vez se publique balance comercial definitivo por parte del GM. ii) Incluir que la demanda esencial sea tomadora del precio de reserva aún en el caso que existan cantidades para subastar y no del precio de cierre de la subasta."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Al momento de declarar el precio de reserva de una fuente de suministro que hace parte de un punto de referencia, cuando el balance comercial de un trimestre estándar de ejecución futuro resulta deficitario, los vendedores desconocen si las cantidades totales ofertadas para dicho punto de suministro son superiores a no a las cantidades totales requeridas para atender la Demanda Esencial declaradas en la segunda instancia al Gestor del Mercado.

El precio que toma la Demanda Esencial corresponde al precio de cierre de la subasta porque es el mismo precio que pagará la demanda asignada mediante el proceso de subasta, el cual se formó por la limitación de las cantidades disponibles ofertadas, en parte por la misma priorización a la Demanda Esencial requerida. El producto del contrato de tipo firme o que garantiza firmeza es igual entonces, indiferente del tipo de usuario, aún a pesar de que en condiciones de insalvables restricciones de largo plazo o de declaración de racionamiento, primero se despachan las cantidades disponibles operativas para la Demanda Esencial, antes que la demás demanda, a pesar de que el precio del contrato de suministro es el mismo.

Por otro lado, los compradores no están obligados a adquirir en un solo trimestre de negociación cantidades mínimas determinadas por la CREG para un trimestre estándar de ejecución futuro. Lo pueden hacer en diferentes trimestres de negociación. Lo anterior permite un margen de maniobra al comprador, de modo que una oferta comercial deficitaria sea una última instancia que resulta eventualmente de congestión contractual. Ver numeral 4.11.1.

Sobre el precio de reserva, ver respuesta a 19.7.1.4.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

22.4 GASES DE LA GUAJIRA

22.4.1.1 GASES DE LA GUAJIRA

"La redacción no es clara y en ese sentido se pregunta:

¿Si un contrato involucra más de un trimestre, puede tener un precio por trimestre? O deben ser contratos separados?

¿Los contratos asignados dentro del mecanismo deficitario, son independientes o están incluidos dentro de los que negocie el agente en trimestres excedentarios?"

Respuesta:

Si la ejecución de un mismo contrato se realiza en trimestres diferentes el precio será el pactado para el primer período de ejecución del contrato, aplicando las fórmulas de actualización pactadas entre las partes o la establecida por la CREG, para los períodos de actualización establecidos de como mínimo un trimestre estándar o un año en el caso de aplicar las ecuaciones establecidas por la CREG.

Si en el mismo contrato de la misma modalidad contractual se incluyen cantidades contratadas para trimestres de suministro futuros en negociaciones directas y también en asignaciones mediante subasta, el precio inicial de ejecución para cada uno de los dos mecanismos de negociación podrá ser diferente, pero para los trimestres siguientes de ejecución de las cantidades de cada mecanismo, el precio será el que resulte de actualizar cada precio inicial con la aplicación de las ecuaciones de actualización de precios.

Ver el ejemplo del numeral 4.19.

22.4.1.2 GASES DE LA GUAJIRA

"Favor aclarar que esto no incluye los reconocimientos económicos que haga el Productor por fallas en el suministro."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Se mantiene el texto vigente sin ajustes propuestos, el cual establece que los descuentos que se realicen se considerarán como una modificación al precio inicial del contrato.

Se entiende que los reconocimientos económicos al comprador se realizan con base en lo establecido respecto de las compensaciones por incumplimiento de un contrato de suministro.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

22.4.1.3 GASES DE LA GUAJIRA

“Consideramos que las partes deben tener libertad para definir el precio del contrato, en los casos donde el inicio de la ejecución sea en un año posterior a la fecha del registro del contrato. Por lo cual, proponemos que la indexación aplique, en los términos establecidos por las partes. “

Respuesta:

En la nueva propuesta se incluyeron ajustes que brindan mayor flexibilidad en cuanto a los precios y ecuaciones inicialmente acordadas y la posibilidad de modificarlas, siempre y cuando su modificación no tenga la capacidad, el propósito o el efecto de ir en detrimento de los derechos e intereses de los usuarios, así como alterar los propósitos y principios establecidos en la resolución.

Ver numeral 4.19.

22.5 GASES DEL CARIBE

22.5.1.1 GASES DEL CARIBE

"La redacción no es clara y en ese sentido se pregunta:

¿Si un contrato involucra más de un trimestre, puede tener un precio por trimestre? O deben ser contratos separados?

¿Los contratos asignados dentro del mecanismo deficitario, son independientes o están incluidos dentro de los que negocie el agente en trimestres excedentarios? "

Respuesta:

Ver respuesta a 22.4.1.1.

22.5.1.2 GASES DEL CARIBE

“Favor aclarar que esto no incluye los reconocimientos económicos que haga el Productor por fallas en el suministro.”

Respuesta:

Ver respuesta a 22.4.1.2.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

22.5.1.3 GASES DEL CARIBE

Consideramos que las partes deben tener libertad para definir el precio del contrato, en los casos donde el inicio de la ejecución sea en un año posterior a la fecha del registro del contrato. Por lo cual, proponemos que la indexación aplique, en los términos establecidos por las partes.

Respuesta:

Ver respuesta a 22.4.1.3.

22.6 GECELCA

22.6.1.1 GECELCA

“De acuerdo con lo establecido en este numeral, consideramos pertinente que para los casos en los que se pactan contratos mediante una negociación directa se pueda permitir que ante una situación coyuntural se puedan realizar modificaciones por acuerdo entre las partes al precio inicial del contrato o a las ecuaciones aplicables para la actualización del precio.”

Respuesta:

Ver respuesta a 22.4.1.3.

22.7 GIGAS ENERGY

22.7.1.1 GIGAS ENERGY

“Se sugiere eliminar la limitación impuesta a las Partes para modificar los precios durante el plazo del contrato. Lo anterior en la medida que el regulador desconoce el principio de autonomía de la voluntad que sobrevive con posterioridad a la celebración del contrato.”

Respuesta:

Ver respuesta a 22.4.1.3.

22.8 MC2 S.A. E.S.P.

22.8.1.1 MC2 S.A. E.S.P.

“Hay un error de redacción al hacer referencia al Artículo 188.”

Respuesta:

Ver respuesta a 22.1.1.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

22.8.1.2 MC2 S.A. E.S.P.

“Hay un error de redacción en el numeral 1 al hacer referencia al Artículo 199.”

Respuesta:

Ver respuesta a 22.1.1.1.

22.8.1.3 MC2 S.A. E.S.P.

“El numeral 5 establece que ‘5. Las partes de los contratos no podrán acordar modificaciones al precio inicial del contrato, ni a las ecuaciones aplicables para la actualización de precios establecidas en el Artículo 15 y en el Anexo 3 de la presente Resolución.’ Y el numeral 7 establece que ‘Los descuentos que se realicen se considerarán como una modificación al precio inicial del contrato.’

No se entiende la razón por la cual se está limitando la voluntad de las partes contratantes, particularmente en aquellos contratos que podrán negociarse de manera directa. El precio del contrato es un elemento que debe poder negociarse, sobre todo, en tratándose de contratos de largo plazo. Existen múltiples circunstancias que pueden llevar a las partes de cualquier contrato modificar su precio (aumentarlo o disminuirlo). Esto va en contravía de la posibilidad de que las partes de un contrato, con el fin de evitar acudir a la autoridad competente, puedan resolver sus diferencias y dificultades cuando, por ejemplo, un contrato se hace muy oneroso por causas imprevistas.”

Respuesta:

En la propuesta inicial se mantuvieron las condiciones mencionadas en el comentario. Sin embargo en la nueva propuesta se propone mayor flexibilidad en las condiciones de precio inicial y ecuaciones de actualización del precio inicial.

Ver respuesta a 22.4.1.3.

22.9 SSPD

22.9.1.1 SSPD

“Se hace referencia erróneamente al Artículo 188 y 199. De acuerdo al entendimiento de la resolución se debe hacer referencia al Artículo 18 (Mecanismos de comercialización) y al Artículo 19 (Negociación directa en cualquier momento del año).”

Respuesta:

Ver respuesta a 22.1.1.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

22.10 TEBSA

22.10.1.1 TEBSA

“Se entiende que las particularidades indicadas en los numerales 3 al 7 corresponderán a los contratos derivados del artículo 18.”

Respuesta:

Las condiciones de precio se deben aplicar en cualquier contrato que se suscriba y registre en el Mercado Primario, sin excepción ninguna a cualquier fuente de suministro, nacional o de gas obtenido en el exterior.

22.11 TERPEL

22.11.1.1 TERPEL

“Condición de precio: Se mencionan los artículos 188 y 199 que no existen en la propuesta de resolución.”

Respuesta:

Ver respuesta a 22.1.1.1.

22.11.1.2 TERPEL

“Sugerimos revisar la posibilidad de que las partes acuerden libremente la actualización de precios, además de las alternativas propuestas en el Anexo 3.”

Respuesta:

Ver respuesta a 22.4.1.3.

22.11.1.3 TERPEL

“En el caso de suscribir un contrato uno o dos años antes del primer año de ejecución, ¿Es posible que en la suscripción se fije el Precio que se cobrara al inicio del contrato para las entregas durante el primer año de gas de ejecución y que la primera actualización anual de precios aplique a partir del segundo año de gas de ejecución del contrato? Ejemplo, se suscribe en el año n-2 para inicio en el año n con un precio de USD\$ 5/MBTU que aplicará todo el año n y que a partir del año n+1 se aplicara la indexación regulatoria.”

Respuesta:

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

En la nueva propuesta se incluye mayor flexibilidad en las ecuaciones de actualización de precios y su aplicación.

Ver el numeral 4.19

23 ARTÍCULO 25. MODALIDADES DE CONTRATOS PERMITIDOS EN EL MERCADO SECUNDARIO

23.1 ACP

23.1.1.1 ACP

“En el texto dice ‘artículo 122’ pero no existe en esta resolución”.

Respuesta:

Se acoge el comentario

La referencia correcta es el Artículo12. En la nueva propuesta se realiza la corrección de redacción.

23.2 ALCANOS

23.2.1.1 ALCANOS

“Considerando los condicionamientos establecidos para los contratos CF80, ¿Si un agente tiene un contrato CF80, puede negociar la capacidad firme en un contrato firme equivalente en el mercado secundario?”

Respuesta:

En el Mercado Secundario no se incluye la modalidad contractual CF80, así como tampoco la modalidad CF95, tal como actualmente se encuentra vigente en este último caso.

La capacidad en firme corresponde al 100% de la capacidad contratada, otra cosa es el pago mínimo de la liquidación mensual que es del 80% en el caso de la modalidad CF80.

En la nueva propuesta en forma general se permite que la cantidad total de derechos de suministro de cada comercializador que se ofrezca en venta mediante contratos en firme o que garantizan firmeza, no podrá ser superior a la sumas de las cantidades de derechos de suministro de que disponga dicho comercializador a través de los contratos suscritos en firme o con garantía de firmeza, como parte compradora, tanto en el mercado primario como en el mercado secundario.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

23.3 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

23.3.1.1 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Actualmente, los participantes del mercado secundario incluyen a compradores del mercado secundario que hacen reventas.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hacen los ajustes de texto consecuentes.

23.4 EPM

23.4.1.1 EPM

"Según la información publicada por el GM, tal y como se observa en la gráfica entre el 2015 y el 2022 las cantidades transadas en dicha subasta han tenido una variación significativa, por lo que no podría concluirse a priori que su disminución obedeció exclusivamente a nuevas reglas establecidas mediante la Resolución CREG 021 en 2019, en donde se permitió la venta bilateral de excedentes interrumpibles entre comercializadores.

Esta variación no significa que este mecanismo sea ineficiente o esté funcionando mal, principalmente porque las cantidades que ahí se colocan, dependen de los excedentes que cada productor quiera vender como interrumpible del total de su PTDV, lo cual depende de sus condiciones operativas, de sus autoconsumos, o de la reinyección de gas en sus campos. Por el contrario, observamos que el mecanismo bilateral entre comercializadores de gas interrumpible y este mecanismo de subasta son complementarios.

La subasta mensual es un mecanismo eficiente y neutral porque en la formación de precios no hay ‘negociación bilateral’ y por el contrario, este mecanismo es referente de precio para los contratos interrumpibles entre comercializadores, en donde el comprador puede elegir entre si compra en la subasta directamente con el productor, o si compra a los comercializadores que venden bilaterales interrumpibles.

Actualmente, puede que estas cantidades no superen el 1% de total transado en el mercado, pero para un agente comercializador si pueden ser cantidades representativas, que ayudan a cubrir faltantes de demanda cuando se requiere ante variaciones semanales de demanda entre días hábiles y festivos, por ejemplo.

Destacamos aspectos positivos que bajo una negociación bilateral con el productor se perderían pues en la subasta actual el productor solo puede vender el gas una sola vez y bajo un mecanismo en donde debe competir contra un precio de reserva que será el precio más alto que coloquen comercializadoras que tengan excedentes para la venta en dicho mecanismo. Lo anterior por una parte garantiza una formación eficiente del precio y garantiza la venta de

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

excedentes de los comercializadores, contrario a las negociaciones bilaterales donde el productor maneja el precio directamente incrementándose su poder de mercado.

Esta propuesta realmente estaría en contravía de los análisis realizados por la CREG en 2013 en donde mediante la Resolución CREG 089 de 2013, el regulador estableció su intención de evitar que precisamente el productor generara distorsiones en el mercado secundario, a través de este tipo de venta de excedentes desde el mercado primario y por ello las prohibió. Un paso en este sentido sería un retroceso en el mercado secundario."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

En el esquema de subasta vigente se utiliza el sobre cerrado. Sin embargo, hay una condición que lleva a que el precio de reserva del vendedor del Mercado Primario no sea el menor precio posible que tal vendedor podría ofertar si esa condición de precio de reserva de oferta no se aplicase. Dicha condición hace que, como mínimo, el precio de reserva ofertado por el vendedor del Mercado Primario sea igual o superior al mayor de los precios de reserva declarados por todos los vendedores.

Ahora bien, se mantiene unas diferencias en las condiciones de negociación directa que se establecen a los vendedores del Mercado Primario con respecto a los vendedores del Mercado Secundario, particularmente en la duración de los contratos. Igualmente, en la propuesta no se establecen excepciones a ningún tipo de fuente de suministro del Mercado Primario.

La propuesta surge, como se explicó previamente, con base en la evolución observada de los resultados del mecanismo de subasta hasta la fecha.

Finalmente, el gas solo se vende una vez en los contratos con interrupciones donde los vendedores son del Mercado Primario, que es diferente a que las cantidades totales contratadas por el vendedor sean superiores a las cantidades PTDV declaradas al MME para un mismo período de tiempo y una misma fuente de suministro. Lo anterior porque para la venta se requiere que, simultáneamente para un mismo día de gas, el vendedor del Mercado Primario tenga posibilidad de entregar gas y que el comprador desee nominarlo. Solo cuando se realiza la entrega del gas en el punto de entrega establecido en el contrato es cuando se realiza la venta.

23.5 GASES DE LA GUAJIRA

23.5.1.1 GASES DE LA GUAJIRA

"Considerando los condicionamientos establecidos para los contratos CF80, se pregunta:

¿Si un agente tiene un contrato CF80, puede negociar la capacidad firme en un contrato firme equivalente en el mercado secundario?"

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Ver respuesta a 23.2.1.1.

23.6 GASES DEL CARIBE

23.6.1.1 GASES DEL CARIBE

"Considerando los condicionamientos establecidos para los contratos CF80, se pregunta:

¿Si un agente tiene un contrato CF80, puede negociar la capacidad firme en un contrato firme equivalente en el mercado secundario?"

Respuesta:

Ver respuesta a 23.2.1.1.

23.7 GIGAS ENERGY

23.7.1.1 GIGAS ENERGY

"El inciso inicial limita la participación en el mercado secundario a comercializadores con derechos adquiridos en el mercado secundario, pues solo permite la celebración de los contratos enlistados respecto de aquellos derechos de suministro adquiridos en el mercado primario."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Ver respuesta a 23.2.1.1.

23.8 MC2 S.A. E.S.P.

23.8.1.1 MC2 S.A. E.S.P.

"El artículo 25 establece que 'En el mercado secundario sólo podrán pactarse las siguientes modalidades de contratos para negociar los derechos de suministro adquiridos por los compradores del Mercado Primario.' De acuerdo con esa redacción ¿debe entenderse que los derechos de suministro adquiridos en el mercado secundario por el comprador cesionario no son objeto de negociación en dicho mercado secundario? Adicionalmente, si el mercado secundario es un mercado de excedentes y ajustes ¿por qué no se permitiría la celebración de contratos de suministro entre comercializadores?"

Respuesta:

En la nueva propuesta se da claridad sobre el tema. El comprador cesionario solamente podrá ser un comprador del Mercado Primario, que reemplaza al comprador inicial del contrato de

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

suministro suscrito con el vendedor del Mercado Primario. El contrato sigue siendo del Mercado Primario, ni hay aplicación de Mercado Secundario en tal cesión.

23.8.1.2 MC2 S.A. E.S.P.

“Adicionalmente, la participación del comercializador puro en el mercado puede verse limitada, pues solo se está permitiendo la comercialización de contratos de suministro suscritos en el mercado primario. De tal forma que no permite las transacciones entre comercializadores, particularmente impide que un comercializador compre excedentes para sus ajustes que constituyen sobrantes de otro comercializador.”

Respuesta:

En la nueva propuesta en forma general se permite que la cantidad total de derechos de suministro de cada comercializador que se ofrezca en venta mediante contratos en firme o que garanticen firmeza, no podrá ser superior a la suma de las cantidades de derechos de suministro de que disponga dicho comercializador a través de los contratos suscritos en firme o con garantía de firmeza, como parte compradora, tanto en el mercado primario como en el mercado secundario.

23.8.1.3 MC2 S.A. E.S.P.

“En el párrafo 5 hay un error de redacción al hacer referencia al Artículo 122.”

Respuesta:

Ver respuesta a 23.1.1.1.

23.9 SSPD

23.9.1.1 SSPD

“Se hace referencia erróneamente al Artículo 122. De acuerdo al entendimiento de la resolución se debe hacer referencia al Artículo 12 (Duración permisible para suspensiones del servicio).”

Respuesta:

Ver respuesta a 23.1.1.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

23.10 TEBSA

23.10.1.1 TEBSA

“¿Se pueden negociar cantidades que no son adquiridas en el mercado primario? Por ejemplo, ¿cantidades de un UNR, del cual comercializador es el administrador del contrato y vende sus excedentes?”

Respuesta:

Ver respuesta a 23.8.1.2.

Se debe tener en cuenta que un usuario no regulado que contrata como comprador el suministro de gas natural a un comercializador, solo puede hacerlo en el Mercado Minorista siendo este un contrato de prestación del servicio con condiciones especiales. Sobre la determinación de esas condiciones especiales la CREG no ha establecido reglas específicas a la fecha.

23.10.1.2 TEBSA

“¿Se pueden negociar cantidades que no son adquiridas en el MP? Por ejemplo, cantidades de un UNR, del cual comercializador es el administrador del contrato y vende sus excedentes?”

Respuesta:

Ver respuesta a 23.10.1.1

23.10.1.3 TEBSA

“¿Se pueden realizar ventas también por medio de contratos en el MP con interrupciones y de 1 día?”

Respuesta:

Sobre la nominación de contratos con interrupciones no se han propuesto ajustes.

El gas solo se vende una vez en los contratos con interrupciones donde los vendedores son del Mercado Primario, que es diferente a que las cantidades totales contratadas por el vendedor sean superiores a las cantidades PTDV declaradas al MME para un mismo período de tiempo y una misma fuente de suministro. Lo anterior porque para la venta se requiere que, simultáneamente para un mismo día de gas, el vendedor del Mercado Primario tenga posibilidad de entregar gas y que el comprador desee nominarlo. Solo cuando se realiza la entrega del gas en el punto de entrega establecido en el contrato es cuando se realiza la venta.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

23.10.1.4 TEBSA

“Se está restringiendo la posibilidad de gestión de cantidades que no fueron entregadas por medio de cttos en el MP en el MS.”

Respuesta:

Ver respuesta a 23.8.1.2.

23.11 TERPEL

23.11.1.1 TERPEL

“En el texto dice ‘artículo 122’ pero no existe en esta resolución.”

Respuesta:

Ver respuesta a 23.1.1.1.

23.12 VANTI

23.12.1.1 VANTI

“La limitación a la capacidad de suministro que las empresas pueden ofrecer en el mercado secundario, con respaldo en contratos del mercado primario, tiene efectos en la libre competencia y por tanto requiere que el mismo deba surtir un trámite de abogacía de la competencia ante la SIC. Específicamente en cuanto al párrafo 6, Artículo 25, la CREG expone el entendimiento que tiene en estas propuestas regulatorias en que el mercado secundario debe ser un mercado de ajuste, lo cual, desde la vigencia de la Resolución 089 de 2013 no corresponde con la definición para este mercado.”

Respuesta:

Ver respuesta a 23.8.1.2.

23.12.1.2 VANTI

“Se solicita se elimine este párrafo 6 del Artículo 25, y se tenga en cuenta que para efecto de las operaciones con empresas vinculadas se encuentra regulado el margen de intermediación a través de la Resolución 112 de 2007 ‘Por la cual se establecen normas sobre los límites de integración horizontal de las actividades de Distribución y Comercialización Minorista de gas natural y se dictan otras disposiciones’, artículo 4º que establece que el margen de intermediación por la gestión de compra y venta de gas destinado a usuarios regulados en el caso de existir vinculación económica entre el Agente que realice la actividad de intermediación y el que comercialice a usuario final, será como máximo del 1,6% adicional al valor de la compra.”

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Ver respuesta a 23.8.1.2.

24 ARTÍCULO 26. DURACIÓN DE LOS CONTRATOS

24.1 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

24.1.1.1 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Dadas las problemáticas percibidas por los participantes del mercado en aplicación de esta disposición, se podría ampliar la ventana de tiempo para llevar a cabo el inicio de ejecución del contrato.

Sugerimos evaluar la posibilidad de ampliar la ventana de tiempo para llevar a cabo el inicio de ejecución del contrato sin que necesariamente sea en el año de gas en que se realiza el registro. Lo anterior ha venido afectando los contratos para el proceso de la subasta de uselo o véndalo de largo plazo para capacidad de transporte.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Sobre el plazo de inicio de suministro del contrato del Mercado Secundario se mantiene la condición establecida vigente actualmente, de que la fecha de suministro inicie durante el año de gas en que se realizó el registro del correspondiente contrato.

24.2 EPM

24.2.1.1 EPM

“Subasta bimestral de excedentes firmes: Este mecanismo si bien se utiliza en menor frecuencia comparado con la subasta mensual, presenta una flexibilidad muy similar a ella pues permite interacción directa con el productor y fija precios de referencia para las cantidades comercializadas en firme en el secundario. No obstante, si es susceptible de mejora en la parte de garantías y en parte esto puede ser la causa de su poca concurrencia. En la actualidad se requiere presentar garantías bancarias antes de conocerse si el productor tiene o no cantidades para ofertar en un campo en cada bimestre. La incertidumbre en el proceso de asignación, sumado al costo no recuperable de estas garantías, constituyen desincentivos a los comercializadores para participar de estos procesos. Por lo anterior, sugerimos revisar y corregir esta falencia y permitir que por lo menos dicho mecanismo subsista hasta la próxima evaluación que realice el GM sobre la efectividad de los mecanismos transaccionales firmes e interrumpibles.”

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Ver numeral 4.2.

24.3 TEBSA

24.3.1.1 TEBSA

“¿Qué significa caracterizar? ¿Es hacer un registro? Esta información del párrafo 1 del artículo 22 es aplicable para el MS?. Como por ejemplo, tipo de usuario final a atender.”

Respuesta:

Ver respuesta a 20.6.1.2.

25 ARTÍCULO 27. PUNTOS ESTÁNDAR DE ENTREGA E INDICADORES DE FORMACIÓN DE PRECIOS

25.1 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

25.1.1.1 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Si bien se está solicitando que el Comercializador Mayorista con derechos de suministro en el mercado primario declare la fuente de suministro y el contrato del Mercado Primario asociados al centro poblado donde entrega el gas, esta medida debería aplicar también a los vendedores del mercado secundario.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

El vendedor del Mercado Secundario no está limitado a alguna fuente de suministro específica de un contrato de suministro del Mercado Primario para garantizar el suministro del contrato de suministro del Mercado Secundario en el que se vuelve vendedor, pues las cantidades que se compromete a garantizar pueden provenir de diversas fuentes de suministro de diferentes contratos de suministro del Mercado Primario.

Tener en cuenta la respuesta a 23.8.1.2.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

25.2 GASES DE LA GUAJIRA

25.2.1.1 GASES DE LA GUAJIRA

"Es importante que la CREG involucre de manera clara, el funcionamiento del sector transporte, cuando, por ejemplo, el punto estándar no implique un pago de transporte, que ocurre con los gasoductos bidireccionales y demás, y finalmente, que ocurre si el vendedor no tiene acceso a la capacidad de transporte que le implica vender el gas en el punto estándar."

Finalmente, el regulador debe notar que cuando el Punto de Entrega de un contrato negociado en el Primerio, difiere del secundario, se están generando dos productos diferentes que no son susceptibles de comparación."

Respuesta:

La información que se requiere declarar al Gestor del Mercado busca viabilizar el cálculo de valores realmente comparables de precios en el Mercado Secundario, de modo que se pueda separar el costo de suministro del costo de transporte y así obtener una comparación más adecuada de costos de suministro en el Mercado Primario y de suministro en el Mercado Secundario para un mismo punto de entrega de gas antes de incluir los costos de transporte.

25.3 GASES DEL CARIBE

25.3.1.1 GASES DEL CARIBE

"Es importante que la CREG involucre de manera clara, el funcionamiento del sector transporte, cuando, por ejemplo, el punto estándar no implique un pago de transporte, que ocurre con los gasoductos bidireccionales y demás, y finalmente, que ocurre si el vendedor no tiene acceso a la capacidad de transporte que le implica vender el gas en el punto estándar."

Finalmente, el regulador debe notar que cuando el Punto de Entrega de un contrato negociado en el Primerio, difiere del secundario, se están generando dos productos diferentes que no son susceptibles de comparación."

Respuesta:

Ver respuesta a 25.2.1.1.

25.4 TEBSA

25.4.1.1 TEBSA

"¿Por qué la CREG considera necesaria la desagregación?"

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Ver respuesta a 25.2.1.1.

25.4.1.2 TEBSA

“Esta información es reportada en el SUI, ¿debe hacerse también ante el gestor?”

Respuesta:

El Gestor del Mercado debe obtener indicadores del Mercado Mayorista para los efectos de transparencia de la información a los agentes del Mercado y comparabilidad de la misma, entre otros. La información del SUI se utiliza, entre otros, para efectos de la vigilancia y control de la prestación del servicio público domiciliario, en que no se diferencia el origen del suministro y del transporte de gas de acuerdo con los mecanismos del Mercado Mayorista.

26 ARTÍCULO 28. VENDEDORES DE GAS NATURAL DEL MERCADO SECUNDARIO

26.1 GASES DE LA GUAJIRA

26.1.1.1 GASES DE LA GUAJIRA

"El regulador hace un cambio importante de posición, frente a los usuarios no regulados, a dejarlos vender y comprar de manera libre en el mercado secundario.

En ese sentido, los usuarios no regulados, en la práctica estarían haciendo funciones de Comercializador Mayorista, sin tener que cumplir los requisitos para el efecto, y sin estar bajo la supervisión de la SSPD. Se solicita explicar el cambio de posición y cual es el impacto que un cambio de estos podría tener."

Respuesta:

Ver respuesta a 16.1.1.1.

26.2 GASES DEL CARIBE

26.2.1.1 GASES DEL CARIBE

"El regulador hace un cambio importante de posición, frente a los usuarios no regulados, a dejarlos vender y comprar de manera libre en el mercado secundario.

En ese sentido, los usuarios no regulados, en la práctica estarían haciendo funciones de Comercializador Mayorista, sin tener que cumplir los requisitos para el efecto, y sin estar bajo la supervisión de la SSPD. Se solicita explicar el cambio de posición y cual es el impacto que un cambio de estos podría tener."

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Ver respuesta a 16.1.1.1.

26.3 TEBSA

26.3.1.1 TEBSA

“¿Por qué en las modalidades se tiene la restricción de no ventas de excedentes, pero en los vendedores si menciona el tema?, ¿es una contrariedad?”

Respuesta:

Ver respuesta a 19.23.1.4.

27 ARTÍCULO 29. COMPRADORES DE GAS NATURAL DEL MERCADO SECUNDARIO

27.1 ALCANOS

27.1.1.1 ALCANOS

"La redacción resulta confusa, en la medida que determina una condición que no es posible de determinar. En efecto, el regulador señala que los compradores recurren al mercado secundario, para atender faltantes de sus mercados de comercialización. Excluiría en ese sentido, una compra para atender nuevos mercados, lo cual claramente limitaría la competencia"

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se retira la limitación inicialmente establecida.

27.2 GASES DE LA GUAJIRA

27.2.1.1 GASES DE LA GUAJIRA

"La redacción resulta confusa, en la medida que determina una condición que no es posible de determinar. En efecto, el regulador señala que los compradores recurren al mercado secundario, para atender faltantes de sus mercados de comercialización. Excluiría en ese sentido, una compra para atender nuevos mercados, lo cual claramente limitaría la competencia."

Favor aclarar."

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Ver respuesta a 27.1.1.1.

27.3 GASES DEL CARIBE

27.3.1.1 GASES DEL CARIBE

"La redacción resulta confusa, en la medida que determina una condición que no es posible de determinar. En efecto, el regulador señala que los compradores recurren al mercado secundario, para atender faltantes de sus mercados de comercialización. Excluiría en ese sentido, una compra para atender nuevos mercados, lo cual claramente limitaría la competencia.

Favor aclarar."

Respuesta:

Ver respuesta a 27.1.1.1.

28 ARTÍCULO 30. NEGOCIACIONES DIRECTAS DE DERECHOS DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL DEL MERCADO SECUNDARIO

28.1 ASOENERGIA

28.1.1.1 ASOENERGIA

"Celebramos el cambio en el sentido de que el Usuario No Regulado puede realizar negociaciones directas en el Mercado Secundario."

Respuesta:

Ver respuesta a 16.1.1.1.

28.2 METROGAS ESP

28.2.1.1 METROGAS ESP

"Los excedentes ó faltantes que se presentan en nuestros mercados de comercialización son cantidades inmateriales, lo que dificulta la comercialización por ser poco atractivo y sujeto a un proceso logístico igual al de una transacción de gas con mayores volúmenes.

Sugerimos a la Comisión adoptar mecanismos para facilitar la gestión de excedentes cuando se trate de cantidades menores, para evitar afectaciones económicas a los comercializadores."

Respuesta:

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Ver respuesta a 19.23.1.4.

29 ARTÍCULO 32. NEGOCIACIONES DIRECTAS A TRAVÉS DEL BEC

29.1 OILGAS ENERGY

29.1.1.1 OILGAS ENERGY

"El artículo 32 del Borrador CREG 226 de 2021 señala la información que el Gestor del Mercado pondrá a disposición de los participantes del mercado, esta es, la oferta de venta de derechos de suministro de gas natural y la solicitud de compra de derechos de suministro de gas natural.

El artículo señala que será responsabilidad de los participantes del mercado llevar a cabo cada una de las negociaciones directas y celebrar los contratos correspondientes.

Sin embargo, se sugiere que se le permita a los participantes del mercado presentar una petición formal al Gestor del Mercado solicitando información detallada acerca de la oferta o solicitud de compra que ellos requieran en caso de que la información brindada por el Gestor del Mercado sea insuficiente, esto, con el fin de contar con la información completa y veraz requerida para poder cumplir con la responsabilidad de llevar a cabo las negociaciones y la celebración de los contratos que el artículo señala.

Se solicita que se configure el silencio administrativo positivo en caso de que el Gestor del Mercado no dé respuesta a lo solicitado por los participantes del mercado.

Para ello, se entenderá que la respuesta es positiva si el Gestor del Mercado no da respuesta en el término de 15 días."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La información que se publica en el BEC debe incluir los datos de contacto del oferente o del solicitante, para que con ello se puedan realizar las negociaciones directas de su interés, tal como se menciona en el artículo referido. Si el agente requiere información más detallada acerca de la oferta o solicitud de compra, la información la debe obtener durante la negociación directa con el posible vendedor o con el posible comprador, no a través del Gestor del Mercado.

Ver numeral 4.21.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

30 ARTÍCULO 33. NEGOCIACIONES DIRECTAS A TRAVÉS DE OTRAS PLATAFORMAS

30.1 TEBSA

30.1.1.1 TEBSA

“¿Cómo acceder a las BD del gestor de mercado?, ¿qué otras plataformas se puedan vincular a las BD del GM, aplicando la interoperabilidad.”

Respuesta:

El Gestor del Mercado ha dispuesto para los agentes del Mercado Mayorista de Gas Natural y público en general, información diversa de operación comercial tanto de la actividad de suministro como de la actividad de transporte.

La información contenida en la base de datos del Gestor del mercado tiene carácter reservado, por lo cual no es accesible a ningún agente del Mercado.

31 ARTÍCULO 35. PROCESO ÚSELO O VÉNDALO DE CORTO PLAZO PARA GAS NATURAL

31.1 ACP

31.1.1.1 ACP

“No indica el número del anexo que contiene el numeral 5.4.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hace la inclusión del número del Anexo referido.

31.2 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

31.2.1.1 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Actualmente la notificación de los resultados de las subastas UVCP de suministro se realiza a los productores-comercializadores y comercializadores de gas importado, a los titulares de suministro de gas con excedentes para el siguiente día de gas adjudicados y a los compradores de corto plazo adjudicados.

Sugerimos mantener la redacción contenida en la Resolución CREG 186 de 2020, de manera que sea claro que la notificación de los resultados de las subastas UVCP de suministro se realiza a los productores-comercializadores y comercializadores de gas importado, a los titulares de

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

suministro de gas con excedentes para el siguiente día de gas adjudicados y a los respectivos compradores de corto plazo adjudicados.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se mantiene lo actualmente establecido respecto de la información a entregar a los productores-comercializadores y a los comercializadores de gas importado.

31.2.1.2 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Actualmente la suscripción de los respectivos contratos derivados de la SUVCP de suministro se realiza entre el titular de las cantidades de energía no nominadas para el siguiente día de gas y el respectivo comprador de corto plazo.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se mantiene lo actualmente establecido respecto a las partes que suscriben el contrato del mercado Secundario.

31.3 GASES DE LA GUAJIRA

31.3.1.1 GASES DE LA GUAJIRA

"Dentro del documento soporte, no existe un análisis de las razones por las cuales este mecanismo no ha dado sus frutos, lo cual sería deseable para evaluar las alternativas y medidas a tomar.

Puede afirmarse que los resultados de este proceso deberían ser obligatorios, y en ese sentido, la negativa a suscribir los acuerdos, debería ser un incumplimiento de la regulación, susceptible de ser sancionado por la SSPD.

Los agentes no sujetos de regulación, como los usuarios no regulados, deben tener previamente una póliza de seriedad, que permita que el mercado realmente funcione."

Respuesta:

En la propuesta no se hacen modificaciones al mecanismo de comercialización de la subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo - UoVCP. Se han recibido comentarios que se señalan en el numeral 2.1.4 del documento CREG D-049 de 2021 publicado con la circular 031 de 2021 de ANÁLISIS DE LA COMERCIALIZACIÓN MAYORISTA DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL. Se mencionan altos costos de transacción. Exigir más garantías conlleva a mayores costos de transacción, lo que haría más inefectivo el mecanismo.

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Se espera que la eficacia del mecanismo UoVCP se incremente con varias de las medidas establecidas en la nueva propuesta de ajustes y en la nueva regulación por expedir respecto de la fórmula tarifaria general de los usuarios regulados de gas combustible por redes.

31.4 GASES DEL CARIBE

31.4.1.1 GASES DEL CARIBE

"Dentro del documento soporte, no existe un análisis de las razones por las cuales este mecanismo no ha dado sus frutos, lo cual sería deseable para evaluar las alternativas y medidas a tomar.

Puede afirmarse que los resultados de este proceso deberían ser obligatorios, y en ese sentido, la negativa a suscribir los acuerdos, debería ser un incumplimiento de la regulación, susceptible de ser sancionado por la SSPD.

Los agentes no sujetos de regulación, como los usuarios no regulados, deben tener previamente una póliza de seriedad, que permita que el mercado realmente funcione."

Respuesta:

Ver respuesta a 31.3.1.1.

31.5 ISAGEN

31.5.1.1 ISAGEN

Aclarar que se refiere al Anexo 4.

Respuesta:

Ver respuesta a 31.1.1.1.

31.6 MC2 S.A. E.S.P.

31.6.1.1 MC2 S.A. E.S.P.

"El numeral 1 del artículo 35 establece que 'Declaración de las cantidades disponibles. A más tardar a las 15:55 horas del Día D-1, los Vendedores del Mercado Primario declararán, al Gestor del Mercado, los titulares de los derechos de suministro del gas natural contratado, bajo las modalidades de contratos firmes, firmes CF80, en el 80% de la cantidad contratada, firmes CF95, en el 95% de la cantidad contratada), de firmeza condicionada, que no haya sido nominado para el siguiente día de gas, las respectivas cantidades de gas no nominado y los correspondientes puntos de entrega de dicho gas pactados en los contratos. Esta declaración deberá presentarse de acuerdo con lo señalado en el numeral 5.4 del Anexo de la presente Resolución.'

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

De acuerdo con lo anterior ¿debe entenderse que los titulares de derechos de gas natural bajo las modalidades mencionadas en el artículo pierden su derecho a realizar renominaciones? Teniendo en cuenta que las cantidades excedentarias deben ponerse a disposición del mercado, en caso de que respecto de esas cantidades haya una adjudicación, por la venta no será posible renominar cantidades de gas hasta las cantidades contratada. Sí lo podrá hacer para cantidades menores a las contratadas.

Esto desdibuja la figura de la renominación, porque la renominación está sujeta al resultado de la subasta."

Respuesta:

En la propuesta publicada en la Resolución CREG 226 de 2021 no se propone ningún ajuste al texto vigente mencionado, solamente se añade la mención de la modalidad CF80 propuesta.

La única excepción establecida para la participación de los compradores del Mercado Primario en el mecanismo UoVCP como vendedores en dicho mecanismo de las cantidades no nominadas inicialmente, es la contemplada para los generadores térmicos, quienes deberán informar al Gestor del Mercado qué cantidad no debe ser ofrecida a través del proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural.

31.6.1.2 MC2 S.A. E.S.P.

"Hay un error de redacción en el numeral 4 al hacer referencia al Anexo."

Respuesta:

Ver respuesta a 31.1.1.1.

31.6.1.3 MC2 S.A. E.S.P.

"Hay un error de redacción en el numeral 5 al hacer referencia al Anexo."

Respuesta:

Ver respuesta a 31.1.1.1.

31.7 SSPD

31.7.1.1 SSPD

"Es necesario que la Comisión indique a que anexo se está haciendo referencia."

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Ver respuesta a 31.1.1.1.

31.8 TEBSA

31.8.1.1 TEBSA

“Estos procesos de UVCP la CREG lo define como mecanismos de ultima instancia, consideramos de mayor efectividad que estas subastas se ejecuten durante el día de gas, así se conoce las condiciones de mercado del día y las cantidades excedentarias de gas.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La adjudicación durante el día de gas implicaría la posibilidad de que los programas de entrega del gas natural de los vendedores del Mercado Primario y de transporte de los transportadores del SNT no se puedan ejecutar de manera de cumplir oportunamente y con seguridad operativa la obligación con el comprador de corto plazo.

31.9 TERPEL

31.9.1.1 TERPEL

“No indica el número del anexo que contiene el numeral 5.4.”

Respuesta:

Ver respuesta a 31.1.1.1.

32 ARTÍCULO 36. NEGOCIACIÓN DE CONTRATOS CON INTERRUPCIONES A TRAVÉS DE NEGOCIACIONES DIRECTAS

32.1 ACP

32.1.1.1 ACP

“Sugerimos extender a un máximo de 3 meses la duración de los contratos para los vendedores del mercado primario.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Ver respuesta a 23.4.1.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Ver la respuesta al numeral 3 del numeral 2.5.1 del documento CREG-063 de 2013, que se publicó como soporte de la Resolución CREG 089 de 2013.

32.1.1.2 ACP

“¿Si un contrato inicia antes de que acabe el año de gas, necesariamente debe terminar en ese año de gas o puede terminar en el siguiente año de gas? En ese caso le aplicaría indexación al precio en el momento de cambio de año de gas? Ejemplo, Si un contrato se suscribe en junio del año de gas, ¿la duración máxima sería hasta noviembre de ese mismo año de gas o puede llegar hasta el siguiente año de gas?, ¿aplicaría indexación en diciembre?”

Respuesta:

En la nueva propuesta los contratos con interrupciones no tienen actualización de precio pues son contratos de duración no superior a un año y que contemplan un precio máximo de ejecución.

32.1.1.3 ACP

“En el caso de que el plazo de ejecución de un contrato inicie en un año de gas y termine en otro año de gas, ¿aplica la indexación regulatoria en el momento de cambio de año de gas? ¿O la indexación regulatoria se considera una modificación al precio y no puede aplicarse?”

Respuesta:

Ver respuesta a 32.1.1.2.

32.1.1.4 ACP

¿El contrato necesariamente debe terminar en el mismo año de gas en que inició?

Respuesta:

En la nueva propuesta el contrato con interrupciones del Mercado Primario puede tener una duración de un mes calendario, y en el mercado Secundario de entre un mes y doce meses calendario sin que todos los meses correspondan al mismo año de gas.

32.1.1.5 ACP

"Sugerimos no establecer topes para las cantidades que podrán ser contratadas mediante contratos con interrupciones. Como fue mencionado anteriormente, no es consistente la definición de contrato con interrupciones con respaldo físico, de modo que no debería atarse a una PTDV, o a un porcentaje de las cantidades contratadas con respaldo físico.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Por otra parte, siendo la demanda termoeléctrica sujeta a alta variabilidad en su despacho, se puede estar limitando, con estos topes establecidos, a atender dicha variabilidad mediante contratos con interrupciones. Bajo esta situación, la demanda termoeléctrica tendría la necesidad de incurrir a otras fuentes, como el gas importado, que es más costoso."

Respuesta:

Se busca un balance en que no se desborden las cantidades comprometidas en esta modalidad de contratos, ver respuesta a 32.1.1.5. La nueva propuesta con topes de cantidades máximas totales a comprometerse en contratos con interrupciones, tanto por los vendedores del Mercado Primario como por los vendedores del Mercado Secundario, busca un mayor equilibrio ente la parte vendedora con expectativa de despachar gas disponible, lo cual tiene mayor probabilidad de que ocurra si no tiene limitaciones de cantidades contratadas y la parte compradora con expectativa de que le entreguen gas disponible si lo requiere, lo cual tiene mayor probabilidad de que ocurra si hay mayor limitación de cantidades contratadas por el vendedor

Por otro lado, se espera que los ajustes propuestos dando mayor flexibilidad en las condiciones de ejecución y pago de los contratos de tipo firme o que garantizan firmeza, que son de mucha mayor probabilidad de ejecución, lleven a unas menores cantidades a ser comprometidas en contratos con interrupciones.

32.1.1.6 ACP

"Si el comercializador tiene contratado una cantidad de gas en firme en el mercado primario, ¿Puede vender en el mercado secundario varios contratos interrumpibles cuya sumatoria de cantidades supera su respaldo firme, considerando que muchos de sus compradores pudieran no nominarle el gas?"

Respuesta:

Se entiende que la referencia que se hace en el comentario de "vender" varios contratos interrumpibles significa realmente suscribir varios contratos con interrupciones.

En la nueva propuesta se establece que en el caso de los vendedores del Mercado Secundario, las cantidades que podrán ser contratadas mediante contratos con interrupciones podrán ser hasta el mayor valor resultante de comparar: i.) El veinte por ciento (20%) de la cantidad de los derechos de suministro comprados en el mercado primario y en el mercado secundario para un mismo punto de entrega, que se encuentran registradas ante el Gestor del Mercado a la fecha de registro del contrato con interrupciones, mediante contratos firmes o que garantizan firmeza para el mismo período de ejecución del contrato con interrupciones que se desea registrar; y, ii.) El ciento por ciento (100%) de la cantidad contratada mediante contratos con interrupciones en el mercado primario y en el mercado secundario para un mismo punto de entrega, que se encuentran registradas ante el Gestor del Mercado a la fecha de registro del contrato con interrupciones para el mismo período de ejecución del contrato con interrupciones que se desea registrar

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

32.1.1.7 ACP

“En el caso de que un comercializador tiene contratado una cantidad de gas en firme en el mercado primario y lo vende firme o interrumpible en el secundario pero ese comprador secundario no lo nombra para un día, ¿El comercializador puede volver a negociar ese gas directamente en modalidad en firme diario a otro cliente?”

Respuesta:

Se debe tener en cuenta la aplicación del mecanismo UoVCP para las cantidades no nominadas al vendedor del Mercado Primario de los contratos de tipo firme o que garantizan firmeza. Ver la respuesta a 31.6.1.1.

32.1.1.8 ACP

“En el caso de un comercializador tiene contratado una cantidad de gas en firme en el primario y vende esa misma cantidad de gas en el secundario en modalidad interrumpible, ante una oportunidad posterior de vender esa misma cantidad de gas en firme, puede hacerlo?”

Respuesta:

Ver respuesta a 32.1.1.7.

32.2 ANDESCO

32.2.1.1 ANDESCO

"En relación a las negociaciones de contratos con interrupciones, consideramos que las disposiciones que aplicarían para los campos de producción que no puedan negociar de manera directa en cualquier momento del año el suministro de gas, restringen la posibilidad de que un agente en efecto pueda llevar suministro al mercado.

Si bien se menciona que las restricciones buscan que los Vendedores del Mercado Secundario cuenten con mayor posibilidad de vender aquellas cantidades de gas de contratos de suministro con garantía de firmeza suscritos en el Mercado Primario que eventualmente no utilicen (no nominen), que a pesar de ello deben pagar al vendedor del Mercado Primario; solicitamos aclarar cómo se cumpliría este objetivo."

Respuesta:

En la propuesta no se incluye ninguna disposición que no permita la negociación directa de los contratos con interrupciones por parte de los vendedores del Mercado Primario.

En la nueva propuesta se establece una excepción al plazo de un mes contemplado en un contrato con interrupciones para los campos en pruebas o sin declaración de comercialidad, que no tendrán esa limitación.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

32.2.1.2 ANDESCO

“Por otra parte, se permitiría al vendedor vender las cantidades de los contratos CF95 y de los contratos CF80. No obstante, no es claro cómo operaría este proceso, contemplando, además, que el proyecto no incluye ajustes a las disposiciones de balances diarios.”

Respuesta:

Ver respuesta a 19.23.1.4.

32.3 ANDI

32.3.1.1 ANDI

“Negociación de contratos con interrupciones a través de negociaciones directas, es importante evitar que el gas quede atrapado porque los agentes que lo tienen contratado no lo requieran, mientras un agente industrial puede estar en disposición, dependiendo del precio, de consumir dicho gas.”

Respuesta:

En la propuesta se está flexibilizando la “condición” de que, para las cantidades a comprometer en la suscripción de contratos con interrupciones, el vendedor del Mercado Primario no supere las cantidades totales de PTDV declaradas al MME.

Ahora, también se busca un balance en que no se desborden las cantidades comprometidas en esta modalidad de contratos, ver respuesta a 32.1.1.5. La nueva propuesta con topes de cantidades máximas totales a comprometerse en contratos con interrupciones, tanto por los vendedores del Mercado Primario como por los vendedores del Mercado Secundario, busca un mayor equilibrio ente la parte vendedora con expectativa de despachar gas disponible, lo cual tiene mayor probabilidad de que ocurra si no tiene limitaciones de cantidades contratadas y la parte compradora con expectativa de que le entreguen gas disponible si lo requiere, lo cual tiene mayor probabilidad de que ocurra si hay mayor limitación de cantidades contratadas por el vendedor

Se debe tener en cuenta que el precio que se pacta en un contrato con interrupciones no es un precio fijo, sino que es un precio máximo.

Finalmente en la propuesta se establece que los vendedores deberán establecer y publicar un mecanismo que cumpla con criterios establecidos en la resolución, para ser aplicado en la autorización de las nominaciones de suministro, asegurando la neutralidad y evitando tratos discriminatorios indebidos, el cual debe ser de público conocimiento de los compradores del mercado primario y los compradores del mercado secundario que tengan vigentes contratos con interrupciones, así como de futuros compradores interesados en esa modalidad contractual.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

32.4 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

32.4.1.1 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“No queda explícito que la información de ejecución del contrato con interrupciones debe diferenciar en la declaración de las partes si es para el Mercado Primario o para el Mercado Secundario.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Al informarse la ejecución del contrato con interrupciones, el Gestor del Mercado puede deducir de qué contrato se trata y en qué Mercado se negoció (primario o secundario).

32.4.1.2 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Dado que este aparte prevé la posibilidad de que el Productor - Comercializador o Comercializador de Gas Importado negocie de manera directa las cantidades no nominadas de la parte variable de los contratos CF80 y CF95 y a su vez, dado que la nominación se realiza de manera diaria, se entendería que estos contratos derivados de estos excedentes no nominados serían de duración diaria.”

Respuesta:

Ver la respuesta a 19.23.1.4.

32.4.1.3 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“La propuesta impediría el ofrecimiento de derechos de suministro en el mercado secundario cuando son adquiridos en esta misma instancia de negociación, lo cual podría afectar la liquidez y dinamismo del mismo.”

Respuesta:

Ver respuesta a 32.1.1.6.

32.4.1.4 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“No es claro si el registro aplica únicamente para los contratos con interrupciones en el mercado secundario y no para el mercado primario.”

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hacen las adiciones de texto necesarias.

32.5 CANACOL

32.5.1.1 CANACOL

"Limitar la cantidad que los productores pueden comprometer mediante contratos con interrupciones reduce la competencia en el mercado, sobretodo en el caso de la demanda termoeléctrica.

La razón de lo anterior, es que el despacho eléctrico es tan variable, sobretodo en el tema de restricciones, que el despacho puede requerir que se prenda una planta en un día en particular, y al día siguiente apagar dicha planta y requerir que se prenda otra diferente.

Por lo tanto, si se restringe la cantidad de gas con interrupciones a esta demanda, probablemente muchas plantas se queden sin contrato y, el día en que las llamen a generar no va a tener el gas, con independencia de que la planta que tiene el contrato con interrupciones este apagada y tampoco lo vaya a solicitar.

Nótese que en la situación antes descrita el gas se quedaría enterrado, y una planta necesitaría ir a otras fuentes más costosas, por el solo hecho de no poder firmar un contrato con interrupciones."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Ver respuesta a 32.3.1.1.

32.6 ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P

32.6.1.1 ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P

"a) Restricción mercado primario contratos con interrupciones:

En el Artículo 36 Numeral 9 se tiene la siguiente redacción respecto a la restricción de los contratos interrumpibles: 'En el caso de los Vendedores establecidos en el artículo 16 de la presente Resolución, las cantidades que podrán ser contratadas mediante contratos con interrupciones podrán superar hasta máximo en un cincuenta por ciento (50%) el valor de PTDV declarada al Ministerio para dicha fuente, o hasta máximo en un veinte por ciento (20%) el valor de las cantidades contratadas con Respaldo Físico con garantía de firmeza'.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

En el documento de soporte (DOCUMENTO CREG-188 de 2021 Pg 44) se habla sobre la misma definición de la siguiente forma: 'El menor valor de la comparación del ciento cincuenta por ciento (150%) de PTDV declarada al Ministerio para dicha fuente que se encuentre vigente al momento de realizar los cálculos, o del veinte por ciento (20%) del valor de las cantidades contratadas con Respaldo Físico vigentes al momento de realizar los cálculos'

Dado que en la resolución no es claro entre estos dos valores cual definiría la cantidad a ofrecer en interrumpible y en el documento de soporte se define que es el menor valor entre ambos resultados, se quisiera que se clarificara en la resolución si se toma el máximo entre los dos resultados o se toma el mínimo.

La expectativa por parte de los Comercializadores que participamos en el mercado secundario, es que los Productores-Comercializadores no conviertan esta oferta interrumpible en una competencia de los mismos contratos que estos mismos agentes han puesto a disposición en los contratos firmes. "

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

En la nueva propuesta se hacen los ajustes de redacción para que quede claro los topes de referencia para las cantidades totales a comprometerse en el Mercado Mayorista en contratos con interrupciones.

32.6.1.2 ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P

"b) Restricción mercado secundario contratos con interrupciones:

En el Artículo 36 Numeral 10 se habla de lo siguiente: 'Los vendedores del mercado secundario de que trata el Artículo 28 de la presente resolución, podrán ofrecer derechos de suministro bajo Contratos con Interrupciones, siempre y cuando dichos derechos de suministro contratados en el mercado primario, por Punto de Entrega, deriven de contratos firmes o que garantizan firmeza'.

Consideramos que esta señal estaría desconociendo el hecho de que cuando un Comercializador del Mercado Secundario actúa en representación de un usuario buscando asegurarle un contrato de suministro, siempre parte del hecho de una necesidad puntual, si el cliente busca un contrato interrumpible, no se puede restringir que dentro de las opciones que se tienen para atender esta necesidad el Comercializador le busque un contrato interrumpible a este cliente, es decir que el riesgo de este tipo de operación se transfiera hacia el cliente final.

Entendemos que la motivación del proyecto de resolución es resolver problemas asociados a la Demanda Regulada Esencial, sin embargo, estas definiciones por estar ubicadas en una resolución que define al Mercado Mayorista de gas están cubriendo a un rango mayor de usuarios (se estaría cubriendo a usuarios que tienen un nivel de flexibilidad mayor), por lo que de poner en firme esta señal regulatoria se estaría forzando al Comercializador del mercado secundario que asuma el riesgo de comprar en firme algo que su cliente final a la larga no le estaría comprando (un perfil de demanda, un nivel de precios, una flexibilidad adecuada).

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Poner en firme esta señal perjudica a los Comercializadores al reducir transacciones que podrían realizarse y reduce las opciones para Usuarios Finales, además de trasladarle al Comercializador un riesgo del Productor- Comercializador.

Le sugeriríamos a la comisión no incluir el Numeral 10 del Artículo 36 de la resolución en consulta o que considere su aplicación exclusivamente para la atención de Demanda Regulada Esencial, tal como lo está planteando en el Proyecto CREG Resolución 227 de 2021."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se incluyeron ajustes a las referencias de topes de cantidades a contratar en contratos con interrupciones del mercado Secundario.

32.7 GASES DE OCCIDENTE

32.7.1.1 GASES DE OCCIDENTE

"Lo que parece con fundamento insuficiente, contrario al marco legal vigente y opuesto a los objetivos que se traza la CREG, es la siguiente norma:

"En el caso de los Vendedores..., las cantidades que podrán ser contratadas mediante contratos con interrupciones podrán superar hasta máximo en un cincuenta por ciento (50%) el valor de PTDV declarada al Ministerio para dicha fuente, o hasta máximo en un veinte por ciento (20%) el valor de las cantidades contratadas con Respaldo Físico con garantía de firmeza, en ambos casos para el período al que se ofrece el gas en contratos con interrupciones".

Al respecto, se tienen las siguientes observaciones:

1) En el Artículo 2 del Decreto 2100 de 2011 ('por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones'), compilado en el Decreto 1073 de 2015, define:

'Producción Total Disponible para la Venta - PTDV: Totalidad de las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor o productor comercializador estima que tendrá disponibles para la venta bajo cualquier modalidad, en un periodo determinado, a través de contratos de suministro en cada campo o en un punto de entrada al SNT. Este pronóstico considera el desarrollo de las Reservas de Gas Natural, la información técnica de los yacimientos del campo de producción a la tasa máxima de recobro y está basado en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas'. (Subrayado Fuera de Texto).

Es claro que la definición establecida por el MME no autoriza ventas de gas por encima de las PTDV declaradas por el productor-comercializador, independientemente de la modalidad

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

contractual. La propuesta de la CREG excede lo previsto por el hacedor de política y excede sus propias competencias.

Desvirtúa lo que implícitamente busca el Decreto. Las cantidades que el productor-comercializador podría vender bajo contratos interrumpibles, es aquella comprometida en contratos en firme y no nominada (dado que no están permitidos períodos de reposición), aquella disponible y no nominada bajo otras modalidades contractuales, o aquella no comprometida en otras modalidades contractuales."

Respuesta:

Ver numeral 4.12 y respuesta a 1.4.1.1 sobre los contratos con interrupciones.

32.7.1.2 GASES DE OCCIDENTE

"La flexibilidad que la CREG plantea otorgarles a los productores-comercializadores, bajo el escenario de déficit estimado (a partir del mes de abril de 2026) comprometería suministro en firme que pueda requerir el abastecimiento de la Demanda Esencial en un futuro, que hasta donde se infiere del documento soporte, es uno de los objetivos de la CREG.

Con el mismo argumento anterior, podría inclusive cuestionarse que se les autorice a los productores-comercializadores la venta bajo modalidad interrumpible de la parte variable de los contratos con modalidades CF80 y CF95 que no sea nominada. Nuevamente bajo un escenario de déficit como el estimado por la CREG, las cantidades no nominadas en estos contratos permitirían coadyuvar al abastecimiento de la Demanda Esencial en un futuro."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.23.1.4.

32.7.1.3 GASES DE OCCIDENTE

"Se propone que se mantenga la regla de la cantidad máxima que el productor puede vender en contratos mensuales a la máxima PTDV más los porcentajes variables de los contratos firmes CF95 y CF80 vigentes para el período pero que dichos contratos puedan ser suscritos con varios agentes y con reglas de asignación claras. Lo anterior, en el entendido que en realidad la cantidad de gas entregada nunca podría superar la PTDV, condición que podría ser verificada por el Gestor del Mercado."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Ver numeral 4.12, respuesta a 32.3.1.1, a 1.4.1.1 sobre los contratos con interrupciones, entre otras.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

32.8 GECELCA

32.8.1.1 GECELCA

“Con la redacción indicada en el artículo 36 se estaría restringiendo las transacciones en contratos con interrupciones debido a que no sería posible realizar venta de cantidades adquiridas en el mercado secundario.”

Respuesta:

Ver respuesta a 32.1.1.6.

32.9 GIGAS ENERGY

32.9.1.1 GIGAS ENERGY

“Se sugiere eliminar la limitación impuesta a las Partes para modificar los precios durante el plazo del contrato. Lo anterior en la medida que el regulador desconoce el principio de autonomía de la voluntad que sobrevive con posterioridad a la celebración del contrato.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Ver respuesta a 32.1.1.2.

32.10 HOCOL

32.10.1.1 HOCOL

“Sugerimos amablemente a la Comisión revisar la contradicción que se puede presentar en la limitación de cantidades que se pueden suscribir bajo esta modalidad contractual, versus la definición de esta modalidad contractual que implica que las partes no asumen compromiso de continuidad en la entrega o recibo de gas natural y que el servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, diferenciándose en términos absolutos de un contrato en firme que por su naturaleza requiere contar con Respaldo Físico para suscribir los contratos correspondientes.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Ver respuesta a 32.1.1.5 y a 32.3.1.1, entre otras.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

32.10.1.2 HOCOL

“A lo anterior debe agregarse que de la lectura del Decreto 2100 de 2011, compilado en el Decreto 1073 de 2015, en particular de las definiciones de Producción Comprometida (PC) y Producción Total Disponible para la Venta (PTDV), resulta claro que las cantidades comprometidas en Contratos con Interrupciones no cumplen con la condición para ser consideradas PC, en la medida en que las mismas no están comprometidas para la venta mediante contratos de suministro firme o que garanticen firmeza, razón por la cual estas cantidades, independientemente de que se comprometan en múltiples Contratos con Interrupciones, serían cantidades que hacen parte de la PTDV, pudiendo en todo caso comercializarse bajo cualquier modalidad contractual prevista por la CREG y según sus mecanismos, sin los límites que sobre cantidades que pueden o no ejecutarse en el día, se están imponiendo por la CREG para la suscripción de contratos.”

Respuesta:

Ver respuesta a 32.10.1.1.

32.10.1.3 HOCOL

“Para los productores comercializadores es muy importante contar con diferentes alternativas de comercialización que permitan evacuar los excedentes de gas en el día, ya sea por bajas nominaciones de los mismos Contratos con Interrupciones o por declaración de eventos por parte de los compradores, asegurando la maximización de la oferta diaria de gas y evitando las fluctuaciones que afectan la capacidad de producción de los yacimientos. Estas alternativas de comercialización se materializan a través de Contratos con Interrupciones con diversos agentes que puedan tomar los excedentes de acuerdo con sus necesidades diarias. Por lo anterior sugerimos a la CREG eliminar esta limitación a las cantidades que se pueden comercializar bajo Contratos con Interrupciones.

Lo anterior resultaría viable, teniendo en cuenta que el borrador de resolución establece la obligación de desarrollar y publicar un mecanismo transparente para ser aplicado en la autorización de las nominaciones de suministro, lo que garantizaría que aun teniendo múltiples Contratos con Interrupciones, la asignación de las cantidades disponibles se haría de una forma neutral y transparente, sin lugar a tratos discriminatorios y sin que las entregas para ese día de gas y bajo cualquier modalidad contractual, superen el potencial de producción del campo, multiplicado por el porcentaje de participación del productor.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Ver respuesta a 32.3.1.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

32.10.1.4 HOCOL

"Sugerimos a la Comisión permitir que los contratos con interrupciones en el Mercado Primario se puedan suscribir entre 1 y 12 meses; ya que una duración mensual genera una gestión administrativa, tanto para los agentes como para el Gestor del Mercado demasiado alta, y unos costos innecesarios versus el beneficio de contar con Contratos con Interrupciones mensuales. En caso de no acceder a esta solicitud, agradecemos que se aclare que el requisito de duración mensual de los contratos con interrupciones para los vendedores del Artículo 16, contenido en el numeral 1 del Artículo 36, no sería exigido cuando el gas natural provenga de campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad, de campos menores o de yacimientos no convencionales."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Ver respuesta a 32.1.1.1.

32.11 MC2 S.A. E.S.P.

32.11.1.1 MC2 S.A. E.S.P.

"El numeral 2 del artículo 36 establece que 'Precio: las partes deberán pactar un precio único expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, y no podrá ser modificado durante el plazo de duración del contrato.'

No se entiende la razón por la cual se está limitando la voluntad de las partes contratantes, particularmente en aquellos contratos que podrán negociarse de manera directa. El precio del contrato es un elemento que debe poder negociarse, sobre todo, en tratándose de contratos de largo plazo. Existen múltiples circunstancias que pueden llevar a las partes de cualquier contrato modificar su precio. Esto va en contravía de la posibilidad de que las partes de un contrato, con el fin de evitar acudir a la autoridad competente, puedan resolver sus diferencias y dificultades cuando, por ejemplo, un contrato se hace muy oneroso pro causas imprevistas."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Se debe tener en cuenta que el precio que se pacta en un contrato con interrupciones no es un precio fijo, sino que es un precio máximo.

Por otra parte se debe tener en cuenta que el contrato con interrupciones realmente no tiene compromisos de firmeza del vendedor, ni de pago mínimo del comprador, lo que lleva a que las diferencias en la ejecución del contrato que surjan entre las partes se minimicen completamente.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

En la propuesta no se establece ningún impedimento para que se de por terminado un contrato con interrupciones y se negocie directamente entre las mismas partes un nuevo contrato con interrupciones.

32.12 PROMIGAS

32.12.1.1 PROMIGAS

"Lo que parece con fundamento insuficiente, contrario al marco legal vigente y opuesto a los objetivos que se traza la CREG, es la siguiente norma:

'En el caso de los Vendedores..., las cantidades que podrán ser contratadas mediante contratos con interrupciones podrán superar hasta máximo en un cincuenta por ciento (50%) el valor de PTDV declarada al Ministerio para dicha fuente, o hasta máximo en un veinte por ciento (20%) el valor de las cantidades contratadas con Respaldo Físico con garantía de firmeza, en ambos casos para el período al que se ofrece el gas en contratos con interrupciones'.

Al respecto, se tienen las siguientes observaciones:

1) En el Artículo 2 del Decreto 2100 de 2011 ('por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones'), compilado en el Decreto 1073 de 2015, define:

'Producción Total Disponible para la Venta - PTDV: Totalidad de las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor o productor comercializador estima que tendrá disponibles para la venta bajo cualquier modalidad, en un periodo determinado, a través de contratos de suministro en cada campo o en un punto de entrada al SNT. Este pronóstico considera el desarrollo de las Reservas de Gas Natural, la información técnica de los yacimientos del campo de producción a la tasa máxima de recobro y está basado en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas'. (Subrayado Fuera de Texto).

Es claro que la definición establecida por el MME no autoriza ventas de gas por encima de las PTDV declaradas por el productor-comercializador, independientemente de la modalidad contractual. La propuesta de la CREG excede lo previsto por el hacedor de política y excede sus propias competencias.

Desvirtúa lo que implícitamente busca el Decreto. Las cantidades que el productor-comercializador podría vender bajo contratos interrumpibles, es aquella comprometida en contratos en firme y no nominada (dado que no están permitidos períodos de reposición), aquella disponible y no nominada bajo otras modalidades contractuales, o aquella no comprometida en otras modalidades contractuales."

Respuesta:

Ver numeral 4.12 y respuesta a 1.4.1.1 sobre los contratos con interrupciones.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

32.12.1.2 PROMIGAS

"La flexibilidad que la CREG plantea otorgarles a los productores-comercializadores, bajo el escenario de déficit estimado (a partir del mes de abril de 2026) comprometería suministro en firme que pueda requerir el abastecimiento de la Demanda Esencial en un futuro, que hasta donde se infiere del documento soporte, es uno de los objetivos de la CREG.

Con el mismo argumento anterior, podría inclusive cuestionarse que se les autorice a los productores-comercializadores la venta bajo modalidad interrumpible de la parte variable de los contratos con modalidades CF80 y CF95 que no sea nominada. Nuevamente bajo un escenario de déficit como el estimado por la CREG, las cantidades no nominadas en estos contratos permitirían coadyuvar al abastecimiento de la Demanda Esencial en un futuro."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.23.1.4.

32.12.1.3 PROMIGAS

"Se propone que se mantenga la regla de la cantidad máxima que el productor puede vender en contratos mensuales a la máxima PTDV más los porcentajes variables de los contratos firmes CF95 y CF80 vigentes para el período pero que dichos contratos puedan ser suscritos con varios agentes y con reglas de asignación claras. Lo anterior, en el entendido que en realidad la cantidad de gas entregada nunca podría superar la PTDV, condición que podría ser verificada por el Gestor del Mercado."

Respuesta:

Ver respuesta a 32.7.1.3.

32.13 SSPD

32.13.1.1 SSPD

"La Ley 142 de 1994 en su artículo 79 establece las funciones de la Superintendencia. En el párrafo 1 se establece que:

'Párrafo 1. En ningún caso el superintendente podrá exigir que ningún acto o contrato de una empresa de servicios públicos se someta a aprobación previa suya [...]'"

Con base en esto, se encuentra que esta Superintendencia no tiene la facultad para presentar objeciones a los procedimientos y criterios de los determinados por los Vendedores del mercado."

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se retira el texto comentado.

32.14 SURTIGAS

32.14.1.1 SURTIGAS

" Lo que parece con fundamento insuficiente, contrario al marco legal vigente y opuesto a los objetivos que se traza la CREG, es la siguiente norma:

'En el caso de los Vendedores..., las cantidades que podrán ser contratadas mediante contratos con interrupciones podrán superar hasta máximo en un cincuenta por ciento (50%) el valor de PTDV declarada al Ministerio para dicha fuente, o hasta máximo en un veinte por ciento (20%) el valor de las cantidades contratadas con Respaldo Físico con garantía de firmeza, en ambos casos para el período al que se ofrece el gas en contratos con interrupciones'.

Al respecto, se tienen las siguientes observaciones:

1) En el Artículo 2 del Decreto 2100 de 2011 ('por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones'), compilado en el Decreto 1073 de 2015, define:

'Producción Total Disponible para la Venta - PTDV: Totalidad de las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor o productor comercializador estima que tendrá disponibles para la venta bajo cualquier modalidad, en un periodo determinado, a través de contratos de suministro en cada campo o en un punto de entrada al SNT. Este pronóstico considera el desarrollo de las Reservas de Gas Natural, la información técnica de los yacimientos del campo de producción a la tasa máxima de recobro y está basado en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas'. (Subrayado Fuera de Texto).

Es claro que la definición establecida por el MME no autoriza ventas de gas por encima de las PTDV declaradas por el productor-comercializador, independientemente de la modalidad contractual. La propuesta de la CREG excede lo previsto por el hacedor de política y excede sus propias competencias.

Desvirtúa lo que implícitamente busca el Decreto. Las cantidades que el productor-comercializador podría vender bajo contratos interrumpibles, es aquella comprometida en contratos en firme y no nominada (dado que no están permitidos períodos de reposición), aquella disponible y no nominada bajo otras modalidades contractuales, o aquella no comprometida en otras modalidades contractuales."

Respuesta:

Ver numeral 4.12 y respuesta a 1.4.1.1 sobre los contratos con interrupciones.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

32.14.1.2 SURTIGAS

"La flexibilidad que la CREG plantea otorgarles a los productores-comercializadores, bajo el escenario de déficit estimado (a partir del mes de abril de 2026) comprometería suministro en firme que pueda requerir el abastecimiento de la Demanda Esencial en un futuro, que hasta donde se infiere del documento soporte, es uno de los objetivos de la CREG.

Con el mismo argumento anterior, podría inclusive cuestionarse que se les autorice a los productores-comercializadores la venta bajo modalidad interrumpible de la parte variable de los contratos con modalidades CF80 y CF95 que no sea nominada. Nuevamente bajo un escenario de déficit como el estimado por la CREG, las cantidades no nominadas en estos contratos permitirían coadyuvar al abastecimiento de la Demanda Esencial en un futuro."

Respuesta:

Ver respuesta a 19.23.1.4.

32.14.1.3 SURTIGAS

"Se propone que se mantenga la regla de la cantidad máxima que el productor puede vender en contratos mensuales a la máxima PTDV más los porcentajes variables de los contratos firmes CF95 y CF80 vigentes para el período pero que dichos contratos puedan ser suscritos con varios agentes y con reglas de asignación claras. Lo anterior, en el entendido que en realidad la cantidad de gas entregada nunca podría superar la PTDV, condición que podría ser verificada por el Gestor del Mercado."

Respuesta:

Ver respuesta a 32.7.1.3.

32.15 TEBSA

32.15.1.1 TEBSA

"Sugerimos que la duración de los contratos CI para los vendedores del artículo 16, dure por lo menos un trimestre y como máximo un año."

Respuesta:

Ver respuesta a 32.1.1.1.

32.15.1.2 TEBSA

"Sugerimos a la CREG la pertinencia de que el registro de estos contratos sea al menos 1 día calendario antes del inicio de las entregas."

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

En la nueva propuesta se incluye la condición pero tomando como referencia el inicio de ejecución del contrato, porque las entregas pueden ser posteriores a dicho inicio y se debe verificar por el Gestor del mercado que los topes de cantidades máximas de los vendedores se cumplan antes del inicio de ejecución.

32.15.1.3 TEBSA

“Este precio deber ser un techo, no un precio fijo. Ajustar redacción conforme a la 021 de 2019.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hace la corrección ajustando la referencia a un “precio único máximo”

32.15.1.4 TEBSA

“Que en el día de gas se garantice la entrega en firme de estas cantidades, dado que actualmente en el mercado esto no se esta cumpliendo.”

Respuesta:

En el contrato con interrupciones se deben contemplar las condiciones de incumplimiento del contrato y de compensación, en caso de que se nomine por el comprador una cantidad autorizada por el vendedor y finalmente se entregue una cantidad diferente a la autorizada por el vendedor. Lo anterior en el marco de lo establecido para la ejecución del contrato, en se debe surtir el procedimiento establecido en la resolución, para realizarse antes del inicio del ciclo de nominación de suministro, durante el día de gas y durante el día D+1.

32.15.1.5 TEBSA

“¿Quién es el encargado de realizar estas validaciones? Como no se indica el periodo de la PTDV, sugerimos que sea la de 1 mes.

Sugerimos que la CREG sea quien proporcione estos lineamientos.

Por ejemplo, cantidades de un UNR, del cual comercializador es el administrador del contrato y vende sus excedentes?”

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se establece, como parte de la verificación que debe hacer el Gestor del Mercado antes de proceder con el registro del contrato con interrupciones, la verificación del cumplimiento de los topes de cantidades a contratar máximas totales establecidos a los vendedores.

La referencia de las cantidades topes parte de las compras del agente, no de sus ventas.

32.15.1.6 TEBSA

Permitir registro hasta el último día calendario anterior al inicio de las entregas,

Respuesta:

Ver respuesta a 32.15.1.2.

32.16 TERPEL

32.16.1.1 TERPEL

“Sugerimos extender a un máximo de 3 meses la duración de los contratos para los vendedores del mercado primario.”

Respuesta:

Ver respuesta a 32.1.1.1.

32.16.1.2 TERPEL

“Sugerimos no establecer topes para las cantidades que podrán ser contratadas mediante contratos con interrupciones. Como fue mencionado anteriormente, no es consistente la definición de contrato con interrupciones con respaldo físico, de modo que no debería atarse a una PTDV, o a un porcentaje de las cantidades contratadas con respaldo físico.”

Respuesta:

Ver respuesta a 32.1.1.5 y a 32.3.1.1, entre otras.

32.16.1.3 TERPEL

“¿Si un contrato inicia antes de que acabe el año de gas, necesariamente debe terminar en ese año de gas o puede terminar en el siguiente año de gas? En ese caso le aplicaría indexación al

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

precio en el momento de cambio de año de gas? Ejemplo, Si un contrato se suscribe en junio del año de gas, ¿la duración máxima sería hasta noviembre de ese mismo año de gas o puede llegar hasta el siguiente año de gas?, ¿aplicaría indexación en diciembre?”

Respuesta:

Ver respuesta a 32.1.1.2.

32.16.1.4 TERPEL

“En el caso de que el plazo de ejecución de un contrato inicie en un año de gas y termine en otro año de gas, ¿aplica la indexación regulatoria en el momento de cambio de año de gas? ¿O la indexación regulatoria se considera una modificación al precio y no puede aplicarse?”

Respuesta:

Ver respuesta a 32.1.1.2.

32.16.1.5 TERPEL

“¿El contrato necesariamente debe terminar en el mismo año de gas en que inició?”

Respuesta:

Ver respuesta a 32.1.1.4.

32.16.1.6 TERPEL

“Si el comercializador tiene contratado una cantidad de gas en firme en el mercado primario, ¿Puede vender en el mercado secundario varios contratos interrumpibles cuya sumatoria de cantidades supera su respaldo firme, considerando que muchos de sus compradores pudieran no nominarle el gas?”

Respuesta:

Ver respuesta a 32.1.1.6.

32.16.1.7 TERPEL

“En el caso de que un comercializador tiene contratado una cantidad de gas en firme en el mercado primario y lo vende firme o interrumpible en el secundario pero ese comprador secundario no lo nombra para un día, ¿El comercializador puede volver a negociar ese gas directamente en modalidad en firme diario a otro cliente?”

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Ver respuesta a 32.1.1.7.

32.16.1.8 TERPEL

"En el caso de un comercializador tiene contratado una cantidad de gas en firme en el primario y vende esa misma cantidad de gas en el secundario en modalidad interrumpible, ante una oportunidad posterior de vender esa misma cantidad de gas en firme, puede hacerlo?"

Respuesta:

Ver respuesta a 32.1.1.7.

32.17 VANTI

32.17.1.1 VANTI

"La propuesta regulatoria, en cuanto al primer esquema, elimina las subastas interrumpibles mensuales y permite que los productores del mercado primario realicen ventas directas de contratos con duración mensual. Sobre esta propuesta, y pese a que entendemos el problema de atrapamiento de gas en el cual al Productor solo se le permite suscribir contratos por igual cantidad que su oferta física, estamos en desacuerdo por: i) el alto poder que se le da al Productor para originar esta oferta interrumpible, y ii) el mercado secundario que queda en desequilibrio frente a este producto del Productor.

En la propuesta, la oferta interrumpible proviene de:

- la parte variable de los contratos CF95 y CF80; cuando ésta no sea nominada por el comercializador quien solo podrá nominarla para su propio consumo o para el consumo del mercado de comercialización que atiende. -> en este aspecto estamos en total desacuerdo y solicitamos se le pueda permitir venderla en el mercado secundario; ello como consecuencia de: i) que el Productor accedió a vender una firmeza total, incluyendo esta parte variable, y ii) que el precio que el comercializador está pagando por un CF95, o se pagará por un CF80, es superior en comparación con un CF100 dado que el Productor internaliza en el precio del contrato el riesgo de esta parte variable.

- que el Productor pueda ofertar contratos interrumpibles hasta máximo el 50% del valor de su PTDV o un 20% de las cantidades contratadas en contratos firmes en la fuente en cuestión -> en este aspecto vemos que un 20% de las cantidades de contratos en firme en es un porcentaje importante ; por ejemplo, para el caso de Cusiana para el mes de abril de 2022 existen contratos en firme por 207.407 MBTUD y para Cupiagua de 185.929 MBTUD, con lo cual, Ecopetrol estaría en capacidad de suscribir contratos por 78.667 MBTUD (por supuesto entendiendo que este volumen no será su despacho);

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Solicitamos se diseñe un esquema de subasta que corrija el problema de atrapamiento de gas identificado, que haya equilibrio con el mercado secundario y que la oferta interrumpible por parte del productor no incremente su poder de mercado sobre los demás comercializadores"

Respuesta:

Ver numeral 4.12 y respuesta a 32.1.1.1, a 32.1.1.5, a 32.2.1.2, a 32.3.1.1, entre otras.

33 ARTÍCULO 37. CONSIDERACIONES OPERATIVAS RELACIONADAS CON RENOMINACIONES

33.1 ACOLGEN

33.1.1.1 ACOLGEN

"Adicionalmente, en el numeral 3 del artículo 37, identificamos que es inconsistente con la reglamentación del RUT, ya que allí se permiten Renominaciones de hasta cuatro veces al día."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hace el ajuste correspondiente, manteniendo el texto vigente respecto de las renominaciones de gas natural.

33.2 ACP

33.2.1.1 ACP

"En este caso, ¿quién es el responsable de la nominación de gas?"

Respuesta:

Ver respuesta a 33.1.1.1.

33.2.1.2 ACP

"¿Que se entiende por confirmación del programa de transporte? En que momento y día de gas es esta confirmación?"

Respuesta:

Ver respuesta a 33.1.1.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

33.3 ALCANOS

33.3.1.1 ALCANOS

“Una vez confirmado el programa de transporte, las cantidades de gas no podrán ser renominadas por los compradores del Mercado Primario. Se exceptúan de esta disposición los compradores Termoeléctricos que la requieran para su generación eléctrica.

Se requieren renominaciones especialmente para la atención de usuarios atendidos con GNC, dado a la disponibilidad de las rutas de transporte virtual.”

Respuesta:

Ver respuesta a 33.1.1.1

33.4 ISAGEN

33.4.1.1 ISAGEN

"Teniendo en cuenta lo definido en el RUT los agentes podrán hacer hasta 4 renominaciones durante el ciclo de nominaciones, lo cual es permitido incluso durante el día de gas (D) o sea posterior a la confirmación del programa de transporte que se realiza en el D-1. Las renominaciones son los mecanismos que los agentes tenemos para ajustar el programa de suministro y transporte de gas planeado en el día anterior, y es muy contraproducente e inviable que se restrinjan o no se permitan, más aún teniendo en cuenta que en el mercado de gas el transportador cobra multas económicas por las desviaciones horarias y diarias.

Adjuntamos algunos apartes del RUT sobre el tema:

RENOMINACION: Nominación sometida a consideración del CPC durante el Día de Gas mediante la cual un Remitente solicita incrementar o disminuir las nominaciones previamente confirmadas.

4.5.1.3 Renominaciones de transporte (Modificado por el Artículo 1 de la Resolución CREG-028 de 2001). El Remitente podrá efectuar, y el CPC respectivo deberá aceptar, por lo menos cuatro (4) renominaciones durante el Día de Gas, siempre y cuando las respectivas solicitudes sean enviadas al menos con seis (6) horas de anticipación al momento en que se requiera la modificación en el flujo de Gas. El CPC podrá negar la aprobación de la renominación si existen limitaciones técnicas o de capacidad demostrables en el Sistema Nacional de Transporte. Las cuatro renominaciones que el Transportador está obligado a aceptar durante el Día de Gas deberán realizarse en forma sincronizada a nivel nacional en los horarios que determine el CNO.

4.5.2.2 Renominaciones de suministro. El Remitente podrá efectuar, y el Productor-Comercializador o Comercializador, según el caso, deberá aceptar, por lo menos cuatro (4) renominaciones durante el Día de Gas, siempre y cuando las respectivas solicitudes sean enviadas al menos con seis (6) horas de anticipación al momento en que se requiera la modificación en el flujo de Gas. El Productor-comercializador o Comercializador podrá negar la

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

aprobación de la renominación si existen limitaciones técnicas o de capacidad en las facilidades de suministro. Las Renominaciones de suministro deberán efectuarse en forma sincronizada a nivel nacional una hora antes de las horas establecidas por el CNO para las Renominaciones de transporte."

Respuesta:

Ver respuesta a 33.1.1.1.

33.5 TEBSA

33.5.1.1 TEBSA

"Solicitamos claridad frente a lo planteado en el numeral 3., consideramos que todo contrato debe permitir las renominaciones."

Respuesta:

Ver respuesta a 33.1.1.1.

33.5.1.2 TEBSA

"Se requieren otras acciones para tener una adecuada coordinación gas-electricidad."

Respuesta:

En el comentario no se mencionan qué otras acciones, si operativas o comerciales, se proponen que sean tenidas en cuenta en la reglamentación del Mercado Mayorista de Gas Natural. Se debe tener en cuenta que los aspectos operativos se deben establecer en el Reglamento Único de Transporte – RUT.

33.6 TERPEL

33.6.1.1 TERPEL

"En este caso, ¿quién es el responsable de la nominación de gas?"

Respuesta:

Ver respuesta a 33.1.1.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

33.6.1.2 TERPEL

“¿Que se entiende por confirmación del programa de transporte? En que momento y día de gas es esta confirmación?”

Respuesta:

Ver respuesta a 33.1.1.1.

34 ARTÍCULO 38. REGISTRO DE CONTRATOS DE CONSUMO PROPIO EN REFINERÍAS

34.1 ASOENERGIA

34.1.1.1 ASOENERGIA

Celebramos el cambio en el sentido de que el productor debe establecer los contratos de autoconsumo. Es importante que se establezca la discriminación de los destinos, en el sentido de separar lo asignado a las refinerías o a la demanda eléctrica entre otros usos. Lo anterior, dado que el conocimiento de dichas asignaciones son fundamentales en situaciones de restricciones de suministro o en eventos eximentes por programación de mantenimientos.

Respuesta:

En la nueva propuesta se hacen algunos ajustes a la propuesta inicial respecto del gas de consumo propio.

Por otro lado, el uso final del gas natural como combustible de cualquier usuario (calentamiento de espacios, cocción de alimentos, cogeneración, ...) no es parte del detalle que se registra ante el Gestor del mercado de un contrato de suministro de gas.

34.2 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

34.2.1.1 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Los consumos de las refinerías pueden corresponder a los destinados a refinerías u otros consumos propios. Además no es explícito si se establecerá una transición para el registro de estos contratos pactados previo a la entrada en vigencia de la Resolución definitiva.”

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

En la nueva propuesta se incluye como parte del Anexo 1, la entrega de la información. En dicho Anexo 1 se establece el plazo general para completar la información de contratos vigentes.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

34.3 ECOPETROL

34.3.1.1 ECOPETROL

"Se plantea que '(...) Los Productores comercializadores deberán registrar ante el Gestor del Mercado los contratos de suministro de cantidades de gas de las que sean propietarios, que sean destinadas a consumo en refinerías u otros consumos propios'.

Agradecemos tener en cuenta lo planteado en la sección IV del cuerpo principal de la comunicación, en relación con la posibilidad de suscribir contratos por parte de las refinerías y la sensibilidad de la información asociada a la información sobre las fuentes del gas para la refinación."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se incluye la aclaración solicitada.

34.4 OILGAS ENERGY

34.4.1.1 OILGAS ENERGY

El artículo 38 del Borrador CREG 226 de 2021 señala el registro de los contratos de consumo propio en refinerías e indica el registro de los contratos de suministro que deben hacer los comercializadores ante el Gestor del Mercado.

Se sugiere que se adicione el siguiente inciso: 'Para ello se deberá aportar la información con el mismo nivel de detalle que se dispone en el Anexo establecido en la propuesta de resolución para cualquier contrato del Mercado Primario que se desea registrar.'"

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

En la nueva propuesta se incluye la información detallada a entregar, siempre que la misma esté contenida en el contrato que se registra.

34.5 SSPD

34.5.1.1 SSPD

"Teniendo en cuenta que el productor que cuenta con consumos propios no suscribe contratos o acuerdos comerciales, se considera necesario ajustar la redacción para incluir cualquier tipo de acuerdo que defina que el agente cuenta con consumos propios."

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se incluye la aclaración solicitada.

35 ARTÍCULO 42. DEROGATORIAS

35.1 GECELCA

35.1.1.1 GECELCA

“Teniendo en cuenta que la Resolución CREG 186 de 2020 fue resultado de la compilación de los aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de gas natural y que la actividad de compilación ayuda a la consulta y el entendimiento de las normas, solicitamos que se derogue completamente la Resolución CREG 186 de 2020 para evitar interpretaciones erróneas de las disposiciones allí contenidas.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se incluyen las derogatorias expresas respectivas.

35.2 HOCOL

35.2.1.1 HOCOL

“Revisar las posibles inconsistencias con la derogación de la resolución CREG 186 de 2020, ya que deroga todo lo establecido en esta resolución salvo lo dispuesto en el Artículo 24, que a su vez reglamenta cantidades disponibles en el mercado para aplicación de contratos C1 y C2, que fueron eliminados en esta propuesta regulatoria contenida en la resolución CREG 226 de 2021.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hacen las correcciones correspondientes.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

35.3 ISAGEN

35.3.1.1 ISAGEN

“Aclarar porque no se deroga el Artículo 24 - Cantidades disponibles en el mercado - de la Resolución CREG 186 de 2020. Para mantener la integralidad de la normatividad y para evitar confusiones e interpretaciones en la regulación, consideramos prudente derogar en su totalidad la Resolución CREG 186 de 2020 y de ser necesario incluir en el presente proyecto de resolución el artículo mencionado, de acuerdo con las recomendaciones de buenas prácticas regulatorias de la OCDE.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se incluyen las derogatorias expresas respectivas.

36 ANEXO 1

36.1 ACP

36.1.1.1 ACP

“Parece que falta alguna palabra en el texto de inicio del Párrafo.”

Respuesta:

Ver respuesta a 36.4.1.1.

36.1.1.2 ACP

“¿Siempre se deben nominar las cantidades exactas por punto de entrega establecidas en el contrato o se pueden variar las cantidades entre los diferentes puntos de entrega del contrato?”

Respuesta:

Si hay cantidades proveniente de diferentes fuentes de suministro pactadas en un solo contrato de suministro, la cantidad que se nombra para la ejecución del contrato no podrá ser superior al 100% de la cantidad pactada con garantía de suministro, en el caso de tratarse de contratos de tipo firme o que garantizan firmeza.

A falta de precisión adicional alguna en el contrato de suministro respecto de lo que se pregunta en el comentario, las condiciones mínimas de cumplimiento y de compensación establecidas por la CREG no establecen particularidad al respecto. Es de tener en cuenta que en la propuesta se establece, tal como actualmente se encuentra vigente, que las partes podrán definir otras circunstancias adicionales a las establecidas por la CREG en que se configure un

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

incumplimiento, sin que se exima del cumplimiento de la obligación principal del contrato. De forma consistente se establece que si las partes definen otras circunstancias en que se configure un incumplimiento, las partes también podrán acordar las compensaciones correspondientes.

36.1.1.3 ACP

"Parece estar de más la palabra 'deberá' en el texto 'Cuando el comprador entregue a usuarios no regulados conectados al sistema de distribución deberá deberán declarar'

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se corrige el error de redacción.

36.1.1.4 ACP

"Parece estar de más la palabra 'negociadas'."

Respuesta:

En la nueva propuesta no se incluye el texto con el error comentado.

36.2 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

36.2.1.1 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

"No se evidencian los plazos que tendrán los operadores del mercado para efectos de la complementación de las nuevas variables requeridas. "

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se establece el plazo máximo para completar la nueva información requerida en el Anexo 1 de los contratos vigentes.

36.2.1.2 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

"Se requiere especificar qué se entenderá por 'Punto de entrega de la energía al comprador'. Además, dado que actualmente el comprador puede gestionar las entregas en diferentes puntos de entrega vía las nominaciones de capacidad de transporte, puede ser no requerido el cambio propuesto en el registro transaccional propuesto por la Comisión."

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Se deben informar el punto o los puntos de entrega que se incluyeron en el contrato de suministro que se solicita registrar.

36.2.1.3 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“La mayoría de información solicitada en el documento anexo de caracterización del contrato es parte del registro de éste en el sistema SEGAS. “

Respuesta:

Ver respuesta a 20.6.1.2.

36.2.1.4 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

" No es clara la función asignada al Gestor del Mercado respecto a:

‘Adicionalmente, y para efectos de lo anterior, los vendedores del mercado primario y el Gestor del Mercado deberán tener en cuenta, para los contratos que se desean registrar con base en los casos establecidos en el Parágrafo del Artículo 20 de la presente resolución, tomar el valor asignado a cada fuente de suministro incluida en el contrato, con la que se garantiza el servicio de suministro de gas natural, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Lo anterior independientemente de la denominación que se haya utilizado para definir el contrato de suministro que se desea registrar.’"

Respuesta:

El objetivo es que los vendedores que se acogen a las excepciones establecidas en el parágrafo mencionado en el texto comentado, declaren las cantidades que son firmes en la clasificación de "contratos firmes". Y las cantidades que son de tipo con interrupciones, así sea un mismo contrato, las declaren como contratos con interrupciones.

El Gestor del mercado debe entonces establecer una clasificación inicial en dos tipos de contratos: firmes y con interrupciones. Y a partir de esa primera clasificación que deben hacer los agentes del mercado Primario, ya entra la clasificación por modalidad contractual CREG, es decir, CF95, CF80, OCG, OCGX, CI, CSC, CFC, y la de "otras", en donde se clasifica lo que corresponda a lo exceptuado en el parágrafo.

En la nueva propuesta se da mayor precisión al respecto en el Anexo 1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

36.2.1.5 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

"La referencia al registro de los participantes ante las autoridades sectoriales (CREG, SSPD, MinEnergía - FSSRI) puede no ser necesaria, pues previo al registro de información transaccional y operativa este proceso de vinculación ante el Gestor del Mercado ya se ha surtido.

Así mismo, previamente ya ha sido establecida la obligación del respectivo registro ante estas autoridades conforme lo señalado en el parágrafo 5 del Artículo 5. Servicios a cargo del Gestor del Mercado de la propuesta regulatoria."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta no se incluye ese requisito.

36.2.1.6 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

"Vemos pertinente que los participantes del mercado también detallen sus márgenes de intermediación en el mercado secundario."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Se debe tener en cuenta que las cantidades de venta de un contrato de suministro del Mercado Secundario pueden provenir de cantidades tomadas de diversos contratos del mismo comercializador en el Mercado Primario. por ello los márgenes de intermediación pueden no ser establecidos con precisión para el registro del contrato del Mercado Secundario. Se añadió la posibilidad de registrar el margen de intermediación en porcentaje.

36.2.1.7 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

"Se requiere articular este punto con lo previsto en el parágrafo 3 del Artículo 27.

Sugerimos incluir dentro de las variables a solicitar para el registro transaccional del mercado secundario, las variables asociadas al contrato o contratos del Mercado Primario que respalden la suscripción del contrato a negociar en el Mercado Secundario."

Respuesta:

No se acoge el comentario.

En el contrato del Mercado Secundario no es obligatorio incluir de qué negociación proviene el gas natural que se compromete suministrar.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

36.2.1.8 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“El título de este literal hace referencia al mercado primario, sin embargo, el literal se encuentra dentro de las disposiciones establecidas para el mercado secundario.

Se sugiere ajustar el título de este literal. De aplicar para ambos mercados, se sugiere replicar la misma información en las disposiciones del mercado primario.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hacen las reacomodaciones sugeridas.

36.2.1.9 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“La declaración de información de las transacciones de intermediación comercial a usuarios no regulados debería estar desagregada.

Se sugiere que para efectos de la declaración de información de las transacciones de intermediación comercial a usuarios no regulados se desagregue la información de las capacidades contratadas de transporte, cuando el producto sea de capacidad de transporte o suministro y capacidad de transporte.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Se incluyó la desagregación comentada.

36.2.1.10 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

"Como ya se ha mencionado, la referencia al registro de los participantes ante las autoridades sectoriales (CREG, SSPD, MinEnergía - FSSRI) puede no ser necesaria, pues previo al registro de información transaccional y operativa este proceso de vinculación ante el Gestor del Mercado ya se ha surtido.

Llama la atención que se tenga que desagregar el costo de distribución por USD/MBTU cuando por regulación, Resolución CREG 202 de 2013, dicho cargo se expresa en COP/m3."

Respuesta:

Ver respuesta a 36.2.1.5.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

36.2.1.11 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Los ‘productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado’ deberían ser quienes hacen este reporte.

Se sugiere mantener la disposición explícita que sean los ‘productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado’ y no los Vendedores del Mercado Primario, los agentes que realicen este reporte.”

Respuesta:

No se entiende el comentario, puesto que “los vendedores del Mercado Primario” es un término genérico y da más flexibilidad que precisar los dos tipos de agentes del comentario.

36.2.1.12 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“No está el reporte de información de inyección proveniente de campos aislados y entregados a través de infraestructura diferente al Sistema Nacional de Transporte.

Se sugiere mantener el reporte de información de inyección proveniente de campos aislados y entregados a través de infraestructura diferente al Sistema Nacional de Transporte (Gasoductos Dedicados, Gasoductos de Conexión, Estaciones de Compresión en fuentes aisladas, gas natural comprimido, entre otras).”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se incluye la información de entrega a infraestructura diferente al SNT.

36.2.1.13 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“El reporte se puede hacer por puntos de entrada o por puntos de entrega con base en si se usa o no los gasoductos del SNT.

Se sugiere que el reporte se realice por punto de entrada para la energía inyectada al SNT y por punto de entrega para la energía no transferida por el SNT.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se precisa con mayor nivel de detalle la información a entregar.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

36.2.1.14 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Es pertinente mantener la declaración semanal de información operativa de entrega a usuarios finales (Resolución CREG 042 de 2020).

Se sugiere mantener la disposición del Artículo 8 de la Resolución CREG 042 de 2020 referente a la declaración semanal de información operativa de entrega a usuarios finales por parte de los comercializadores o usuarios no regulados.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva versión se incluye la declaración semanal de los usuarios no regulados.

36.2.1.15 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Los Usuarios No Regulados deben quedar explícitos como responsables de declaración de información en el primer párrafo de este literal.

En complemento a los agentes establecidos en el reporte de entrega a usuarios finales a saber ‘Comercializadores Mayoristas y Minoristas’, se sugiere incluir a los Usuarios No Regulados.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hace el ajuste comentado.

36.2.1.16 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Hay usuarios finales y comercializadores minoristas que desconocen el contrato de transporte primario, lo cual impedirá la declaración del número del contrato bajo el cual se transportó dicho gas.

Se sugiere eliminar la disposición ‘El comercializador Minorista o el usuario no regulado, según corresponda, declarará el número del contrato bajo el cual se transportó dicho gas hasta los puntos de salida del SNT o hasta el domicilio del UNR.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se retira la obligación al usuario no regulado.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

36.2.1.17 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Hay otros agentes, a parte de los comercializadores mayoristas y minoristas, y de los usuarios no regulados, que deberían realizar este reporte.

Se sugiere hacer explícito que los agentes que consumen gas con destino al procesamiento de gas natural, a su utilización como materia prima de procesos industriales petroquímicos, al consumo de los productores comercializadores o a la exportación, deben realizar este reporte.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Los agentes mencionados no están obligados a las reglas del Mercado Mayorista de Gas Natural, De conformidad con el artículo 11 de la Ley 401 de 1997, y los artículos 8 y 26 del Decreto 2100 de 2011. Lo anterior a menos que decidan participar como vendedores de gas para la atención del servicio público de gas combustible.

36.2.1.18 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Se requiere de un numeral que obligue al reporte de nueva información de entregas a usuarios finales.

Se sugiere incluir un numeral con la obligación del reporte de la demanda de los comercializadores minoristas o usuarios no regulados, que es tomada mediante gasoductos dedicados, gas natural comprimido, redes que no hacen parte de SNT, y otros medios de transporte (GNC, GNL, otros).”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se incluye precisiones al respecto de lo comentado.

36.2.1.19 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Es de utilidad que sea diario el reporte de los usuarios no regulados que participan en el mercado primario.

Se sugiere evaluar la posibilidad de modificar la disposición ‘ii. (...) Los usuarios no regulados que participen como compradores en el mercado primario deberán declarar mensualmente al gestor del mercado, a través del medio y del formato que éste defina, la información señalada en este literal.’, de manera que el reporte de los usuarios no regulados sea semanal.”

Respuesta:

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Ver respuesta a 36.2.1.14.

36.2.1.20 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Es pertinente mantener los reportes de la nominación y renominación por parte de los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado, más aun considerando que a partir de la propuesta regulatoria estos agentes deberán publicar los procedimientos para autorización de las nominaciones de suministro (numeral 9 del Artículo 36).

Se sugiere mantener los reportes de la nominación y renominación por parte de los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Los agentes que nominan y renominan son los compradores de los contratos de suministro y de transporte del Mercado Primario.

36.2.1.21 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“En línea con el comentario realizado con respecto al Anexo 1. Numeral 4.1 Literal a), Ordinal i) se sugiere incluir una disposición para el reporte de información operativa de suministro que entregan los Comercializadores minoristas que reciben a través de infraestructura diferente al Sistema Nacional de Transporte (Gasoductos Dedicados, Estaciones de Compresión en fuentes aisladas, gas natural comprimido y Gas Natural Licuado - GNL, entre otras).”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se incluye precisión al respecto

36.2.1.22 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“la propuesta CREG podría estar excluyendo la información operativa de inyecciones asociadas a autoconsumos de los productores, la cual es relevante en términos operativos y reflejo de los sistemas de medición.

Sugerimos eliminar la referencia al texto ‘que intervienen en los contratos de suministro y transporte’.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

En la nueva propuesta se retira el texto comentado.

36.2.1.23 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Es pertinente no hacer ajustes a lo establecido en la resolución CREG 186 de 2020 dado que éste es un punto de transferencia de custodia entre productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado, y transportadores.

Se sugiere que se mantenga sin modificación lo ya establecido en la Resolución CREG 186 de 2020.”

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

En la nueva propuesta se retira la referencia de los remitentes en el texto.

36.2.1.24 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Es pertinente no hacer ajustes a lo establecido en la resolución CREG 186 de 2020 dado que éste es un punto de transferencia de custodia entre transportadores, y comercializadores y los usuarios no regulados.

Se sugiere que se mantenga sin modificación lo ya establecido en la Resolución CREG 186 de 2020.”

Respuesta:

Se acoge el comentario parcialmente.

En la nueva propuesta se realizan los ajustes considerados válidos.

36.2.1.25 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“La actualización de la información debería ser de forma mensual.

Se sugiere incluir una disposición para que se realice la actualización de la información de forma mensual, una vez se concilien los reportes de medición de los remitentes con el transportador.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hacen las menciones correspondientes.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

36.2.1.26 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Debe haber un contraste de la información reportada por los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado con respecto a las cantidades recibidas por estos sistemas de transporte diferentes al SNT.

En línea con la sugerencia de incluir el reporte de la demanda de los comercializadores minoristas o usuarios no regulados, que es tomada mediante gasoductos dedicados, GNC, redes que no hacen parte de SNT, y otros medios de transporte, sugerimos incluir en el aparte de verificación, el contraste de la información reportada por los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado con respecto a las cantidades recibidas por estos sistemas de transporte diferentes al SNT.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La entrega del gas a otros medios o modos de transporte por el momento, debería ser verificada entre las partes del contrato y no tiene los efectos operativos que puede tener las divergencias con respecto a las entregas al SNT

36.2.1.27 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Según lo manifestado por los transportadores, los procesos de recolección y conciliación de información, puede tomar más tiempo del propuesto por la Comisión (del orden de los 15 días).

Se sugiere revisar y ajustar el plazo de ‘Esta información se actualizará dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes’ para puntos de entrada y de salida. El tiempo sugerido es 15 días.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hacen los ajustes comentados.

36.2.1.28 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Es necesario incluir la información agregada con la demanda tomada de los puntos de salida del SNT y de las estaciones de compresión, incluyendo variables de ubicación geográfica.

En línea con la sugerencia de incluir el reporte de la demanda de los comercializadores minoristas o usuarios no regulados, que es tomada mediante gasoductos dedicados, GNC, redes que no hacen parte de SNT, y otros medios de transporte, sugerimos incluir en el aparte de

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

publicación la información agregada con la demanda tomada de los puntos de salida del SNT y de las estaciones de compresión, incluyendo variables de ubicación geográfica.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

En la etapa de ajustes propuestos se requiere determinar y conocer con prioridad la información contractual, limitando la información operativa para verificación del cumplimiento de los contratos de suministro y transporte y otros aspectos comerciales de regulación.

36.2.1.29 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“De no ser acogidos los comentarios en el Artículo 8 por parte del Gestor, no se contaría con toda la información requerida para cumplir con lo estipulado en los ordinales i y iv.

Se sugiere revisar la disposición ‘por Punto de Entrega y las modalidades contractuales establecidas en el Artículo 8 de esta Resolución’, pues según se acojan o no algunos de los comentarios planteados, no se contaría con la información de autoconsumos, para uso petroquímico o de cantidades asociadas a gas natural importado.”

Respuesta:

No se acoge el comentario a falta de precisar la conexión entre el Artículo 8 y la información requerida

36.2.1.30 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Entendemos que por ‘categoría de los contratos’ se hace referencia a la modalidad contractual.

Se sugiere ajustar el texto ‘categoría de los contratos’ por ‘modalidad contractual’. Así como aclarar qué índices de mercado deberán ser publicados por el Gestor.”

Respuesta:

Ver respuesta a 8.4.1.2 y a 36.2.1.4.

36.3 GIGAS ENERGY

36.3.1.1 GIGAS ENERGY

“Se sugiere complementar el anexo indicando cómo se reporta la información de las transacciones que se realicen con usuarios no regulados, que no están conectados ni al SNT ni a ninguno sistema de distribución.”

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Le corresponde al Gestor del Mercado elaborar y establecer los formatos que deben usar los agentes para entregar la información requerida en el Anexo 1 de la resolución.

36.4 ISAGEN

36.4.1.1 ISAGEN

“En el literal v falta incluir las palabras ‘Punto de entrega’”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hace la adición de texto correspondiente.

36.4.1.2 ISAGEN

"Teniendo en cuenta las facilidades de la plataforma de registro de la información transaccional implementada por el Gestor del Mercado, los tipos de contratos a registrar (con interrupciones), el tipo de negociación (directa entre agentes) y los tiempos de negociación de los contratos (en cualquier momento) respetuosamente solicitamos a la Comisión evaluar nuevamente la conveniencia de reducir la anticipación de registro de dichos contratos, toda vez que no vemos la necesidad operativa, de registro y de despacho para un plazo tan amplio, pero si hemos experimentado dificultades por el plazo anticipado de registro, toda vez que no es posible negociar e iniciar estos contratos en un tiempo menor a 7 días hábiles. Ejemplo: Si las partes negocian directamente un contrato de suministro con interrupciones el día 13 de abril del 2022, según lo definido en este literal, la fecha de registro se debería de hacer ese mismo día (13-Abr-2022) pero la fecha de inicio más próxima que podrían acordar las partes sería el 26 de abril de 2022, lo cual representa que desde la fecha de negociación e inicio del contrato pasaron 13 días de gas que no se logró usar o despachar el contrato, debido a esta restricción en la fecha anticipada de registro del contrato. Cabe resaltar que los tiempos de registro de los contratos en el mercado primario es hasta 3 días hábiles POSTERIORES a la negociación y en el mercado secundario entre 1 y 20 horas POSTERIORES a la negociación, contratos que representan la gran mayoría de los contratos del mercado de gas.

Por otro lado, con la flexibilidad que permite la regulación para la negociación de dichos contratos, los agentes por lo general usamos estos contratos para atender situaciones inesperadas, eventos de fuerza mayor o demás imprevistos en la operación diaria, pero con esta restricción no se cumple el objetivo de contratación flexible porque los contratos no se pueden usar inmediatamente sean suscritos. Por lo anterior, proponemos que para el registro de estos contratos se definan los mismos o semejantes plazos para el registro de los contratos en el mercado secundario."

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se establece que sea registrado como mínimo un (1) día hábil antes del día de inicio de ejecución.

36.4.1.3 ISAGEN

“Teniendo en cuenta las dificultades experimentadas en la validación en los reportes de consumos de los usuarios finales no regulados UF NR, entre la información reportada entre el UFNR y el Transportador, que es de amplio conocimiento del Gestor del Mercado, solicitamos que la declaración de los consumos de los UF se realice exceptuando la declaratoria o sin tener en cuenta los números de contratos de transporte usados. Toda vez que, por ejemplo, para consumos del gas que son tomados del balance positivo de la cuenta de balance del UF, no existe nominación específica para ese día de gas y por lo tanto el transportador no lo registra, pero el UF si porque se presentó realmente un consumo, lo que representa una inconsistencia en la validación de las cantidades para ese día de gas. Por otra parte las cantidades nominadas en los contratos de transporte no coinciden exactamente con los consumos reales del UF, más aún entendiendo que la cantidad consumida por un UF es un valor único que se toma de los medidores de consumo y no se tiene en cuenta los contratos de transporte usados, pero la nominación de transporte se puede dar por múltiples contratos de transporte, por eso para registrar dicho consumo en función de los contratos de transporte y como los valores (nominación y consumo) no son exactamente iguales, es necesario hacer una prorrata o división del consumo en función de las cantidades nominadas para declarar el consumo por cada contrato despachado ese día de gas, y en ese cálculo es en donde se presentan diferencias entre la información declarada por el UF y el Transportador, que en muchos caso la plataforma del Gestor del Mercado no identifica.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

Ver la respuesta a 36.2.1.27.

36.5 MC2 S.A. E.S.P.

36.5.1.1 MC2 S.A. E.S.P.

“Numeral romano v, del numeral 1, del anexo 1 tiene un error de redacción pues establece ‘v. de la energía al comprador.’”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

En la nueva propuesta se corrige el error de redacción.

36.5.1.2 MC2 S.A. E.S.P.

"Numeral romano iv, del literal a, del numeral 3, del Anexo 1 establece que sobre las negociaciones entre Comercializadores Minoristas y usuarios no regulados se debe recopilar la información relacionada con el tipo de demanda, si esta es "comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural comprimido vehicular, generación térmica u otros. Se deberá declarar el nombre del usuario, la cantidad contratada con el mismo y su ubicación, para lo cual se deberá especificar si se trata de un usuario conectado al SNT o a un sistema de distribución. Si el usuario no regulado está conectado al SNT, el Comercializador Minorista deberá declarar en cuál municipio y departamento se encuentra el punto de salida del usuario. Si el usuario está conectado a un sistema de distribución, el Comercializador Minorista deberá declarar el mercado relevante de Comercialización al que pertenece y el sistema de distribución al que está conectado."

¿Qué ocurre con aquellos usuarios no regulados que no están conectados ni al SNT ni a ningún sistema de distribución y que son atendidos a través de otros medios de prestación del servicio diferente a la tubería?"

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se incluye el requerimiento de información de usuarios no regulados que no son atendidos mediante redes físicas de distribución.

36.5.1.3 MC2 S.A. E.S.P.

"Numeral romano xii, del literal a, del numeral 3, del Anexo 1 es redundante con el Numeral romano iv, del literal a, del numeral 3, del Anexo 1 en tanto vuelve y establece la obligación de informar si el usuario está conectado a un sistema de distribución o al SNT."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva versión se retira el texto repetido.

36.6 PRIME ENERGIA

36.6.1.1 PRIME ENERGIA

"En relación con el reporte diario sobre nominaciones y renominaciones de gas natural en cabeza de los usuarios no regulados, consideramos que este ejercicio se convierte en una carga

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

operativa adicional que ya está siendo atendida por los comercializadores y distribuidores de gas natural.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

La información de nominaciones y renominaciones la deben dar los compradores del mercado mayorista. Si el usuario no regulado es quien tiene suscrito contratos de suministro con el vendedor del Mercado Primario (porque no puede tenerlo suscrito en el Mercado Secundario), le corresponde a este usuario entregar la información requerida en el Anexo 1. Si el usuario no regulado es realmente atendido por un comercializador se entiende que el comprador del Mercado Mayorista es el comercializador y no el usuario no regulado que en ese caso debería estar siendo atendido por un contrato de prestación del servicio del Mercado Minorista con el comercializador en mención.

36.7 SSPD

36.7.1.1 SSPD

"Reporte anual de precios indexados

Con el propósito de generar información oportuna y suficiente para las autoridades de control y vigilancia, se hace necesario que los agentes reporten al Gestor del Mercado, además del precio suscrito en el contrato, el precio indexado vigente y que regirá como resultado de aplicar la actualización de precios del Artículo 15."

Respuesta:

En la nueva propuesta se incluye que las partes de un contrato de suministro del Mercado Primario y del Secundario, deberán informar el nuevo precio actualizado a aplicar en dicho contrato, cada vez que se produzca una actualización de precios del contrato de suministro.

36.7.1.2 SSPD

“Es necesario ajustar el inicio del párrafo del inciso v. del numeral a), de la sección 1.1, dado que su redacción es confusa.”

Respuesta:

Ver respuesta a 36.5.1.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

36.7.1.3 SSPD

“Es necesario especificar a que parágrafo del artículo 22 se hace referencia, dado que existen 3 párrafos.”

Respuesta:

Ver respuesta a 20.6.1.2.

36.7.1.4 SSPD

"Se sugiere que los comercializadores minoristas reporten periódicamente (anual o con cuando se genere la actualización de precios) los precios resultantes de aplicar los indexadores que aplican en los contratos suscritos entre los comercializadores minoristas y los usuarios no regulados. Lo anterior bajo el entendimiento de que existen contratos de largo plazo en la comercialización minorista.

Por otro lado la publicación de estos precios promedio ponderado indexados con destino a Usuarios no Regulados, sería útil para conocimiento de todo el mercado. Lo anterior, en la medida en que contribuye a la competencia disminuyendo las asimetrías de información que pueden tener los nuevos comercializadores o usuarios. "

Respuesta:

Ver respuesta a 36.7.1.1.

36.7.1.5 SSPD

"De acuerdo con el documento CREG 188-2021:

‘4.14 Información sobre nominaciones de suministro de gas:

Los comercializadores y usuarios no regulados, Compradores en el Mercado Primario, deberán declarar al Gestor del Mercado de Gas la información de nominación para el día de gas, por cada contrato registrado. Para lo anterior, el Gestor del Mercado de Gas definirá la información específica a entregar (pág. 110)’

Con el propósito de realizar un seguimiento completo de la ejecución de los contratos en el mercado, en especial los contratos ‘con interrupciones’, se propone que adicional a la información de nominaciones y renominaciones, se solicite también las cantidades efectivamente solicitadas y aceptadas por el productor."

Respuesta:

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

En la nueva propuesta se incluye en la información operativa del Anexo 1 a entregar las cantidades autorizadas y entregadas por el vendedor del Mercado Primario.

36.7.1.6 SSPD

“Se sugiere que el Gestor del Mercado no quede limitado a publicar la información que aquí se expone, sino que pueda publicar información adicional siempre y cuando sea de carácter público.”

Respuesta:

El Gestor del Mercado no está limitado actualmente a los indicadores del Anexo 1 de la Resolución CREG 186 de 2020. En los informes periódicos (diarios, semanales, mensuales, ...) que publica el Gestor del Mercado se encuentran varios indicadores que adicionalmente publica el Gestor.

En la nueva propuesta se dejará claro en todo caso, que los indicadores a publicar serán como mínimo los establecidos en el Anexo 1.

36.8 TEBSA

36.8.1.1 TEBSA

“Frente a lo expuesto en los literales b, el reporte de la información no debería quedar a cargo del comercializador, toda vez que es el transportador/distribuidor quien cuenta con la información solicitada.”

Respuesta:

No se acoge el comentario.

El comercializador debe contar con la información requerida, pues es necesaria para la liquidación de sus obligaciones contractuales pactadas con los vendedores del Mercado Primario y del Secundario y con los transportadores.

36.8.1.2 TEBSA

“Frente a lo expuesto en los literales c y d, consideramos pertinente que la declaración esté a cargo de los compradores del mercado primario.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hace el ajuste correspondiente.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

36.8.1.3 **TEBSA**

“Aclarar si el reporte de información operativa que declaran los usuarios no regulados, definida en la res. CREG 114 de 2017, donde su periodicidad era de manera mensual, y con las medidas transitorias tomadas por la CREG con base el evento pandemico, en la res. CREG 042 de 2020, actualmente se realizar de manera semanal. Sin embargo, en la res. CREG 226 de 2021 no se hace mención de este reporte, esto quiere decir que se elimina?”

Respuesta:

Ver respuesta a 36.2.1.14.

36.9 **TERPEL**

36.9.1.1 **TERPEL**

“Parece que falta alguna palabra en el texto de inicio del Párrafo.”

Respuesta:

Ver respuesta a 36.4.1.1.

36.9.1.2 **TERPEL**

“¿Siempre se deben nominar las cantidades exactas por punto de entrega establecidas en el contrato o se pueden varias las cantidades entre los diferentes puntos de entrega del contrato?”

Respuesta:

Ver respuesta a 36.1.1.2.

36.9.1.3 **TERPEL**

"Parece estar de más la palabra 'deberá' en el texto 'Cuando el comprador entregue a usuarios no regulados conectados al sistema de distribución deberá deberán declarar'"

Respuesta:

Ver respuesta a 36.1.1.3.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

36.9.1.4 TERPEL

“Parece estar de más la palabra ‘negociadas’”.

Respuesta:

Ver respuesta a 36.1.1.4.

36.10 VANTI

36.10.1.1 VANTI

"La Comisión propone desagregar la demanda regulada en esencial y no esencial. Del documento soporte de la propuesta de la Resolución 227 de 2021 se entiende que con esta separación se busca que los clientes residenciales y comerciales (demanda esencial) tengan una contratación con menores excedentes: ‘... Sin embargo, se requiere hacer un ajuste al rango de compras previsto actualmente en la fórmula tarifaria, para que solo considere las cantidades requeridas por la demanda regulada esencial como lo prevén los Decretos, de tal manera que se evite la subutilización del suministro y transporte del 8% considerado como demanda regulada pero no esencial. ...’ pág.131, numeral 7.3.”

Respuesta:

La diferenciación entre los contratos de suministro en el Mercado Primario de la Demanda Esencial y de la demás demanda en el contexto de la Resolución del Mercado Mayorista de Gas Natural, tiene que ver con las asignaciones de cantidades y precios que surgen en particular por el procedimiento del MADE.

Tener en cuenta la respuesta a 19.28.1.8.

36.10.1.2 VANTI

“Al respecto, se solicita respetuosamente a la Comisión realizar estudios del real impacto que tiene en las características de la curva de consumo la desagregación de estos dos tipos de demanda dado que no se presenta ningún análisis soporte. Esto, porque es el perfil de consumo de la demanda residencial ‘per se’ el que genera los excedentes de la contratación; como se observa en la Gráfica #1 (5 semanas del 10 de octubre al 21 de noviembre de 2021 y sin eventos de mantenimiento o fuerza mayor) la curva de demanda regulada tiene montañas y valles mucho más pronunciados que la curva de demanda industrial no regulada.

Por esta razón, no se reducirían los excedentes de la demanda esencial (residencial y comercial) evitando la contratación con Respaldo Físico - contratos en firme- de la demanda no esencial (industria regulada), toda vez que la curva de consumo de ésta es más plana y ayuda a reducir los picos de consumo de la demanda esencial.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

La propuesta de la Resolución 227 de 2021 plantea que la fórmula tarifaria de los usuarios regulados tenga ahora una separación, donde exista un Costo Unitario para los usuarios del tipo 'u', donde 'u' puede ser: i) Usuario Regulado de Demanda Esencial, o ii) Usuario Regulado de Demanda No Esencial, así:

Según los procesos de medición de las empresas, la única manera factible de realizar esta separación, para poder gestionar las compras de suministro y transporte, es identificar de manera diaria el volumen de gas demandado por estos usuarios regulados de Demanda No Esencial donde la única solución es que se implemente en todos y cada uno de ellos la telemetria, así como lo tienen implementado los usuarios no regulados.

Hoy en día la demanda regulada diaria se identifica de la siguiente manera: i) el gas que ingresa al sistema de distribución a través de las city-gate tiene una única medida, ii) en los puntos de suministro de los usuarios no regulados se realiza la medición, a través de la telemetria, usuarios de industria y GNV, iii) estos datos son recibidos por el Centro de Control quien los descuenta a la medición de las city-gate, iv) finalmente, y describiendo el proceso de manera muy general, se identifican los consumos de la demanda regulada. Por esta razón, si lo que se necesita saber ahora es la demanda regulada no esencial, ésta debe contar con equipos de telemetria y poder gestionarla de manera diaria.

Para exponer la magnitud de esta implementación, hoy se tienen 278 clientes no regulados con telemetria, entre industria y GNV, y debería incorporarse a 3.096 clientes adicionales correspondientes a grandes comerciales e industria regulada, con los costos asociados, y seguramente, la renuencia de muchos clientes. Adicionalmente, con una relación costo beneficio para el cambio imposible de justificar, donde los clientes recibirían beneficios marginales a cambio de un costo significativo.”

Respuesta:

Se requiere conocer con mayor precisión por qué es necesaria la medición diaria de los usuarios regulados que no hacen parte de la Demanda Esencial, a los que se les hace lectura y facturación mensual, siendo que la liquidación de los contratos de suministro de tipo CF80 propuesto y CF95 actual, es mensual y no diaria.

36.10.1.3 VANTI

“La propuesta plantea que el criterio de identificación de los pequeños comerciales conectados a la red de distribución sean aquellos clasificados por el CIU. Al respecto, se solicita modificar este criterio y que, si la Comisión insiste en conservar la desagregación de la demanda regulada pese a los 2 puntos anteriormente expuestos, la demanda regulada esencial corresponda a los usuarios residenciales y a los usuarios comerciales conectados a la red de distribución y con un consumo menor a 100 KPCD, según los sistemas de facturación de la empresa.

La imposibilidad de utilizar el código CIU se origina en que esta no es una variable de gestión para la actualización del tipo de uso del gas de los clientes en los sistemas de facturación de las empresas distribuidoras en el país. Esta actualización de uso del gas en los diferentes predios en las empresas del Grupo Vanti se lleva a cabo a través de auditorías de calidad periódicas que

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

determinan el tipo de mercado que debe tener cada cliente y emitir de manera correcta el tipo de tarifa en el proceso de facturación.

Es importante mencionar que predios como clínicas, hospitales, colegios, comedores militares, en general, organismos especiales/críticos, no pueden dejar de ser catalogados como demanda esencial. Lo anterior en razón a que han sido definidos como 'de especial protección' constitucional. Se solicita a la CREG revisar los pronunciamientos jurisprudenciales relacionados con esta categoría de usuarios y las implicaciones que la propuesta regulatoria acarrearía. "

Respuesta:

Se tendrá en cuenta el comentario para la Resolución definitiva que sustituye la Resolución CREG 137 de 2013 vigente.

37 ANEXO 3

37.1 CANACOL

37.1.1.1 CANACOL

"El indexador es uno de los parámetros fundamentales en los contratos de largo plazo, por lo que la CREG debería otorgar flexibilidad a las partes en la fijación del mismo."

Respuesta:

Se acoge el comentario.

Ver numeral 4.19.

37.2 TERMOYOPAL

37.2.1.1 TERMOYOPAL

"El índice a1 está definido de la siguiente forma: primer día calendario del primer Trimestre Estándar de ejecución del contrato y terminará el último día calendario del cuarto Trimestre Estándar de ejecución del contrato y así sucesivamente para períodos de ejecución superiores a cuatro trimestres. Según esto, dicha variable ¿no tendría en cuenta el año gas como se encuentra definido en la actualidad?"

Respuesta:

Efectivamente, como se propone que los contratos inicien en cualquier trimestre estándar, para efectos de la actualización anual de precios ya no se toma como referencia el año de gas, que actualmente se usa porque los contratos deben iniciar el 1 de diciembre, con una duración de como mínimo 1 año.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

Ver numeral 4.19.

38 ANEXO 4

38.1 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

38.1.1.1 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Se identifica ajustes y supresiones en algunas siglas del anexo.

En la definición de Declarantes de información sobre suministro de gas natural, se sugiere ajustar la sigla de firmeza condicionada a CFC; y eliminar las siglas OCG Y OCGX, ya que no aplican en la declaración de información, conforme a lo establecido en el Artículo 35 del proyecto normativo.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hacen los ajustes correspondientes.

38.1.1.2 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Se sugiere corregir la definición de precio de reserva.

‘Precio de reserva: precio mínimo al cual se ofrece para la venta un producto en una subasta.’”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se hace el ajuste de redacción correspondiente con otro ajuste al respecto.

38.1.1.3 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Es confuso que el título sea; ‘ , e’. Se sugiere ajustar el título, referente a punto de entrega.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se completó el nombre de la columna.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

39 ANEXO 5

39.1 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

39.1.1.1 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“Se entiende que la ecuación descrita en este anexo sólo sería aplicable para el calculo de la Oferta Comprometida en Firme por fuente o productor - comercializador.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se desarrolla con mayor precisión la ecuación mencionada, que debe ser aplicada para obtener la oferta comprometida en firme de los vendedores tanto del Mercado Primario como del Mercado Secundario, para efectos de las verificaciones que debe hacer el Gestor del Mercado como parte del proceso de registro de un contrato de suministro.

39.1.1.2 BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

“No queda claro si este anexo hay obligaciones del Gestor del Mercado en cuanto a la publicación de información de la OCTGF.”

Respuesta:

El Gestor debe calcular los indicadores MP y MS del Anexo 1, con base en los valores obtenidos de OCTGF.

40 DOCUMENTO DE SOPORTE CREG 188 DE 2021

40.1 TEBSA

40.1.1.1 TEBSA

" En el documento soporte se menciona dentro de las consideraciones que respaldan los cambios lo siguiente:

‘Se asume para este ejercicio que las cantidades de la demanda proyectada serán contratadas en su totalidad con garantía de firmeza, lo cual es conservador en el sentido de que, por la modalidad contractual CF95 con pago mínimo fijo del 95% de la cantidad diaria mensual contratada, se podría esperar una contratación del 5% por encima de esta demanda proyectada esperada, puesto que no se está obligado a su pago si no se nomina el gas.’

Consideramos pertinente que la contratación para la demanda sea equivalente al 100%, permitiendo que el 5% adicional al 95% propuesto, sea contratado a fin de contar con flexibilidad para atender los consumos adicionales y estacionales que se pueden presentar en la demanda

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

y además en los comercializadores podrían proporcionar mayor liquidez al transar dichas cantidades en el mercado secundario.”

Respuesta:

Mediante la modalidad contractual CF95 se garantiza el suministro diario máximo del 100% de la cantidad contratada.

40.1.1.2 TEBSA

"El documento soporte plantea que se requiere que la demanda esencial tenga una prioridad en los mecanismos comerciales, sin embargo, se mencionan unas condiciones de manera particular, creando un protocolo para la atención de esa situación específica. De acuerdo con lo anterior, estas reglas no serían una generalidad. La demanda es inelástica, parte de la misma es altamente sensible al precio como por ejemplo el GNV.

Consideramos necesario definir si existen dos tipos de demanda. La demanda esencial está definida bajo criterios aplicables un estado transitorio. ¿Cómo compagina esto con las obligaciones del mercado secundario? ¿Corresponde a una condición permanente y no transitoria? ¿es necesario garantizar un mecanismo para una definición temporal? "

Respuesta:

En la nueva propuesta se mantiene la priorización de asignación de cantidades a los compradores que requieren cantidades en la segunda instancia de declaración al Gestor del Mercado. Esa priorización solamente se aplica cuando el resultado de un balance comercial de un punto de referencia para un trimestre estándar de ejecución futuro resulta deficitario. En el caso de ser superavitario, se prioriza en una primera etapa de negociación directa, la contratación del total de las cantidades requeridas por los compradores en la segunda instancia de declaración realizada al Gestor del Mercado, y no se condiciona a si son cantidades para atender Demanda Esencial o para la demás demanda.

Dentro de las cantidades de la Demanda Esencial a requerir en la segunda instancia de declaración al Gestor del Mercado, el comprador podrá requerir cantidades a priorizar y cantidades para participar en la subasta, para los usuarios no regulados que hacen parte de la Demanda Esencial.

40.1.1.3 TEBSA

“Falta de claridad en la definición de objetivos.”

Respuesta:

En el presente documento de soporte se busca dar mayor claridad y profundidad en la definición de objetivos y demás aspectos que hacen parte del mismo, con base en los comentarios recibidos.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

40.1.1.4 TEBSA

"Teniendo presente que los precios en el mercado de GNL se definen posterior al momento de la nominación, a diferencia de los precios de los contratos de campos de producción nacional, consideramos que la propuesta 'Todos los contratos de suministro deberán determinar como mínimo: las cantidades, precios de venta, puntos de entrega, plazos de ejecución, eventos eximentes de responsabilidad (requisitos exigidos como mínimos por la CREG para todos los contratos de suministro)', no se ajusta a las condiciones comerciales y operativas del gas importado, lo cual requiere de precios variables dentro de un trimestral o que se permita definir esquemas de precios asociados a indicadores internacionales."

Respuesta:

En la nueva propuesta se incluye la definición del Respaldo Físico cuando el gas es obtenido en el exterior, con el fin de ofrecer cantidades CIDVF en el Mercado Primario para suscribir contratos de tipo firme o que garantizan firmeza. Se busca que el suministro del gas que se negocia tenga un menor riesgo de no ser cumplido, sin que ello implique una asunción de riesgos del vendedor que lleven a un precio superior al dispuesto a pagar por el comprador para ese nivel de riesgo de cumplimiento.

40.1.1.5 TEBSA

"Destacamos los esfuerzos de la Comisión por la gestión realizada para garantizar que los eventos eximentes a los que hubiere lugar en el transporte, la demanda pueda trasladarla al suministro y gestionar los riesgos asociados a esa situación. Asimismo, aprovechamos la oportunidad para destacar la importancia de viabilizar en el mismo sentido, que los eventos eximentes en el suministro, puedan ser trasladados al transporte."

"Por otro lado, referente al punto 'Se incluye la definición de Punto de Importación para separar la actividad de adquisición del gas en el exterior de aquella donde inicia la comercialización del gas importado con destino al Servicio Público Domiciliario', solicitamos a la comisión aclarar si ¿los precios son indicativos y dependerán de las cantidades a regasificar, registros diarios, etc?'"

Respuesta:

No se entiende en la pregunta de qué precios se trata, de suministro o de servicios asociados de regasificación. Los precios de suministro en todo caso serán resueltos en el mecanismo de negociación directa con los compradores o en el de subasta, dependiendo de los resultados de los balances comerciales.

40.1.1.6 TEBSA

"Observamos una contradicción entre lo establecido en el decreto y la propuesta regulatoria debido a que no existe reciprocidad en el cumplimiento de las obligaciones del contrato por parte

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

del campo pudiendo ocurrir que frente la ocurrencia de un evento se presente desabastecimiento de la demanda. Por lo anterior, cuando se mencionada:

Se precisará que los eventos eximentes de responsabilidad a cargo del Vendedor del Mercado Primario no aplican cuando se trate de campos en pruebas extensas de producción, ni tampoco aplicarán obligatoriamente las compensaciones establecidas en la regulación, pudiéndose pactar otro tipo de compensaciones.

Es preciso establecer ¿cuáles son los criterios a aplicar para las compensaciones en mención?”

Respuesta:

Ver respuesta a 18.6.1.1.

En la nueva propuesta se incluye una condición que se aplica a los campos en pruebas o sin declaración de comercialidad, en el sentido de que los contratos a registrar ante el Gestor del Mercado sobre estas fuentes deben corresponder a alguna de las modalidades establecidas por la CREG en la resolución, que requieren Respaldo Físico y deberán sujetarse a lo establecido en el Capítulo de Requisitos Mínimos de los contratos de suministro.

40.1.1.7 TEBSA

"Consideramos que podría vulnerarse el sentido de los contratos con interrupciones debido al siguiente planteamiento:

Una vez confirmado el programa de transporte (surtido el proceso de Nominación de S y T) dicha cantidad no podrá ser renominada por los compradores del Mercado Primario. Se exceptúan de esta disposición los usuarios no regulados del sector termoelectrico del Mercado Primario que la requieran para generación eléctrica.

Si bien, por la naturaleza misma de estos contratos, son sujetos a renominaciones, estos contratos se vuelven firmes cuando ya no son objeto de renominaciones, es decir, cuando por los tiempos de gas, operativamente no es posible reversar la operación posterior a la aceptación comercial.

Respuesta:

El tipo de contrato o modalidad de contrato es uno solo, no cambia por efectos de la operación diaria del sistema. En ese sentido el contrato con interrupciones no se vuelve un contrato de tipo firme en ningún momento. El contrato de tipo firme establece el derecho al comprador de nominar una cantidad máxima diaria de gas natural, y que el vendedor autorice y entregue la cantidad nominada y de pagar la compensación en caso de que no le cumpla al comprador ni con la cantidad autorizada ni con la cantidad entregada.

Por ello actualmente se encuentra establecido en la regulación vigente un procedimiento de ejecución del contrato con interrupciones que resultó de negociación directa, que se mantiene en la nueva propuesta.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

40.1.1.8 TEBSA

“En el documento soporte se menciona que:

Los vendedores del Mercado Primario podrán suscribir contratos con interrupciones que podrán superar el PP (máx. 50% de PTDV declarada al Ministerio para dicha fuente, y hasta en un 20% el valor de las cantidades contratadas con Respaldo Físico). Para la atención de dichos contratos se deberán tener en cuenta obligaciones que se establecen al respecto.

Frente a lo anterior, estamos de acuerdo en que los contratos con interrupciones no requieren respaldo físico, sin embargo, la propuesta ignora que la PTDV se declara por campo independientemente del productor. Sin embargo, son los productores quienes comercializan la PTDV con lo cual podría incurrirse en duplicidad de comercialización de capacidad de transacciones y se permite vender cantidades que no tiene disponible debido a que corresponden a otro productor.

A fin de mitigar esta situación, consideramos pertinente que se establezcan los criterios de asignación y declaración de estas cantidades.

Adicionalmente, la PTDV se declara de manera mensual y la contratación es anual. Consideramos pertinente definir cómo se determinará la PTDV a considerar en las negociaciones anuales.”

Respuesta:

Se acoge el comentario.

En la nueva propuesta se añade la precisión de que la PTDV se calcula para cada vendedor.

Para cualquier contrato de suministro se establece la obligación de identificar las fuentes de suministro y sus cantidades para cada mes de ejecución del contrato. En cada uno de los meses de ejecución contractual, se deben cumplir los topes establecidos.

40.1.1.9 TEBSA

“Consideramos que el inconveniente no es el tipo de contrato realizado en las subastas con interrupciones sino las cantidades que se transan en ellos que no son comparables a las transadas en el mercado secundario por tratarse de mercados diferentes con objetivos diferentes.”

Respuesta:

Hay varias situaciones que pueden explicar la ineffectividad de las subastas con interrupciones que se proponen eliminar, en particular después de los ajustes realizados en la Resolución CREG 021 de 2019. La participación de un vendedor del Mercado Secundario en el esquema de subasta

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

y a su vez pudiendo negociar directamente con el comprador, la condición que hace que, como mínimo, el precio de reserva ofertado por el vendedor del Mercado Primario sea igual o superior al mayor de los precios de reserva declarados por todos los vendedores y el mismo modo de funcionamiento de la subasta de sobre cerrado, no incentivan una eficiencia en la comercialización de contratos con interrupciones de los vendedores del Mercado Primario.

Adicionalmente, con las nuevas flexibilidades que se proponen en la contratación y mayor periodicidad de procesos de negociación y declaración de cantidades, se espera que el uso de los contratos con interrupciones se reduzca y se aumente la contratación de tipo firme o que garantiza firmeza.

40.1.1.10 TEBSA

"En el documento se menciona que:

La cantidad de gas de pago variable de los contratos de las modalidades CF95/CF80 (5% y 20% respectivamente) podrá ser nominada por el comprador únicamente para atender el consumo del mercado relevante de comercialización que atiende, y no para venta en el Mercado Secundario.

Frente a lo anterior, solicitamos mayor claridad sobre ¿cómo se cruza esta información? De igual manera, ¿cómo es el mecanismo de autorización de las nominaciones adicionales de los contratos CI? "

Respuesta:

Ver la respuesta a 19.23.1.4.

40.1.1.11 TEBSA

"Se menciona que el mecanismo propuesto - MADE se empezaría a aplicar en el trimestre estándar septiembre - noviembre de 2022 para el suministro que inicia en el siguiente trimestre estándar de diciembre 2022 – febrero 2023. Sin embargo, consideramos pertinente que exista un periodo de transición y se realicen los balances para entender la complejidad de la negociación. Adicionalmente, disponer de capacitación y periodos de pruebas con el gestor para que los agentes se familiaricen con la propuesta."

Respuesta:

Ver respuesta a 1.2.1.13 y a 19.2.1.2.

40.1.1.12 TEBSA

"Consideramos pertinente definir el esquema de asignación de cantidades en la nominación cuando se presenta requerimientos mayores a la disponibilidad del vendedor primario. Sugerimos que el mecanismo sea a prorrata debido a que las condiciones son pactadas en

D – 702 003 DE 2023 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

negociación directa y se le permite vender dos veces al productor la misma cantidad de gas que se comercializó y se está pagando en el mercado primario. Es preciso definir mecanismos para descontar las cantidades dejadas de usar en los contratos firmes, pero que se vendieron en el contrato CI.

El ejemplo planteado no es claro para el entendimiento de la propuesta.

Solicitamos claridad sobre ¿qué sucede con los excedentes de los contratos firmes? ¿Existe algún beneficio para los compradores? Definir los mecanismos operativos para garantizar entregas y renominaciones en los contratos firmes en el día de operación y dar alcance a las 6 horas. "

Respuesta:

Ver respuesta a 19.28.1.2.

40.1.1.13 TEBSA

“En el documento se menciona que se considera necesario dar señales a los usuarios del sector termoeléctrico de modo que contraten el suministro de gas importado con Respaldo Físico, con la posibilidad para estos agentes de suscribir contratos de largo plazo y así mantener disponible las infraestructuras de regasificación para el aseguramiento del abastecimiento. Frente a lo anterior, consideramos necesario aclarar ¿por qué solo se hace referencia al gas importado? Adicionalmente, ¿Considera la Comisión que se establecerán mecanismos adicionales a los existente, para garantizar la continuidad en la prestación del servicio por parte de la Terminal de Regasificación de Cartagena por lo menos por diez (10) años más?”

Respuesta:

Los ajustes que se proponen, en general, buscan maximizar la contratación del gas disponible de fuentes nacionales y de gas obtenido en el exterior como complemento del gas de fuentes nacionales, cuando la disponibilidad de este último es inferior a las cantidades a consumir en territorio nacional.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1

ANEXO 2. Resumen de las flexibilidades en los mecanismos y procesos de comercialización y en las modalidades contractuales propuestos

MERCADO PRIMARIO			CONTRATOS CON RESPALDO FÍSICO												CONTRATOS CON INTERRUPCIONES			
Origen	Tipo de fuente de suministro	Actualización de declaración al Gestor (aumento) PIDVF mensual	Negociación directa (no obliga a aplicar mecanismos CREG)		Registro del contrato en cualquier momento del año		Modalidad contractual libre		Excepción a obligación de inclusión de Condiciones Mínimas de la CREG		Obligación de garantizar Respaldo Físico a Demanda Especial cuando oferta es deficitaria. No son parte del mecanismo de la subasta centralizada de CREG		Mecanismo subasta centralizada de CREG para fuentes de puntos de referencia deficitarios		Subasta mensual para contratos del siguiente mes		Negociación directa en cualquier momento del año para cualquier duración	
			Existente	Ajuste	Existente	Ajuste	Existente	Ajuste	Existente	Ajuste	Existente	Ajuste	Existente	Ajuste	Existente	Ajuste	Existente	Ajuste
Decreto 2100/2011	Campes que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad	Transitorio CREG 102 007/2022	No puede declarar PIDVF por no tener Respaldo Físico, a menos que la ANH haya reconocido "Reservas"	Art. 19 CREG 184/2020	Se mantiene para una sola fuente por negociación (no tienen Respaldo Físico a menos que la ANH haya reconocido "Reservas") (solo si el punto de referencia	Art. 19 CREG 184/2020	Se mantiene para una sola fuente (no tienen Respaldo Físico a menos que la ANH haya reconocido "Reservas") (solo si el punto de referencia	Art. 19 CREG 184/2020	Se mantiene para una sola fuente (no pueden acordar suministro en firme porque no cuentan con Respaldo Físico a menos que haya certificado reservas	Art. 19 CREG 184/2020	Se mantiene solo si no se trata de un tipo contractual de tipo firme o que garantice firmeza	Art. 19 CREG 184/2020	Se obliga si tiene reservas certificadas ante la ANH				Parágrafo 2 del Art. 40 CREG 184/2020	
	Campes menores.	Transitorio CREG 102 007/2022	No se permite, por la introducción general de las declaraciones trimestrales	Art. 19 CREG 184/2020	Se mantiene para una sola fuente por negociación	Art. 19 CREG 184/2020	Se mantiene para una sola fuente por contrato (solo si el punto de referencia es superavitario)						Se obliga				Parágrafo 2 del Art. 40 CREG 184/2020	
	Yacimientos no convencionales.	Transitorio CREG 102 007/2022	No se permite, por la introducción general de las declaraciones trimestrales	Art. 19 CREG 184/2020	Se mantiene para una sola fuente por negociación	Art. 19 CREG 184/2020	Se mantiene para una sola fuente por contrato (solo si el punto de referencia es superavitario)						Se obliga				Parágrafo 2 del Art. 40 CREG 184/2020	
	Cuando provenga de un campo aislado	Transitorio CREG 102 007/2022	No se permite, por la introducción general de las declaraciones trimestrales	Art. 19 CREG 184/2020	Se mantiene para una sola fuente por negociación	Art. 19 CREG 184/2020	Se mantiene para una sola fuente por contrato (solo si el punto de referencia es superavitario)	Art. 19 CREG 184/2020	Se mantiene para una sola fuente por contrato	Art. 19 CREG 184/2020	Se mantiene solo si no se trata de un tipo contractual de tipo firme o que garantice firmeza	Art. 19 CREG 184/2020	Se obliga					
	Cuando provenga del desarrollo de un nuevo campo de producción de gas natural. Podrá registrarse directamente durante los tres (3) años siguientes a la declaración de comercialidad del nuevo campo	Transitorio CREG 102 007/2022	No se permite, por la introducción general de las declaraciones trimestrales	Art. 19 CREG 184/2020	No se permite	Art. 19 CREG 184/2020	No se permite						Se obliga	Se obliga				
	Cuando se ofrezca mediante la modalidad de contrato de opción de compra contra exportaciones.	Transitorio CREG 102 007/2022	No se permite, por la introducción general de las declaraciones trimestrales	Art. 19 CREG 184/2020	Se mantiene	Art. 19 CREG 184/2020	Se mantiene						Se obliga					
	Cuando se ofrezca mediante la modalidad de contrato de suministro de contingencia	Transitorio CREG 102 007/2022	Se vuelve definitivo	Art. 19 CREG 184/2020	Se mantiene	Art. 19 CREG 184/2020	Se mantiene						Se obliga					
	Cuando provenga de un campo nuevo ubicado en costa afuera, mediante contratos de cualquier período de duración				Se adiciona		Se adiciona (solo si el punto de referencia es superavitario)						Se obliga					
	Cuando los productores-comercializadores ofrezcan gas natural licuado y gas natural comprimido				Se adiciona		Se adiciona (solo si el punto de referencia es superavitario)		Se adiciona		Se adiciona		Se obliga					
	Ante eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña que impliquen un menor consumo propio de los productores-comercializadores, siempre y cuando se traten de cantidades incluidas en los contratos de consumo propio que hayan sido registrados ante el gestor del mercado. Solo podrán registrarse contratos con Respaldo Físico de duración semanal.				Se adiciona		Se adiciona (solo si el punto de referencia es superavitario)											
Gas natural nacional	Demás fuentes de suministro			Art. 23 CREG 184/2020 para CPFR, OCG y CFC todas de 3 o más años	Se adiciona para fuentes de puntos de referencia con balance superavitario en un trimestre. Estándar de ejecución								Se obliga	Lítera A del Art. 40 CREG 184/2020. PR productores > PR más alto de comercializadores	Se elimina		Se adiciona	
Gas natural importado	Cuando se destine a la atención de la demanda del sector térmico, en los términos señalados en la Resolución CREG 042 de 2013	Transitorio CREG 102 007/2022	No se permite, por la introducción general de las declaraciones trimestrales	Art. 19 CREG 184/2020	Se mantiene	Art. 19 CREG 184/2020	Se mantiene	Art. 19 CREG 184/2020	Se mantiene	Art. 19 CREG 184/2020	Se mantiene							
	Cuando se ofrezca mediante la modalidad de contrato de suministro de contingencia	Transitorio CREG 102 007/2022	Se vuelve definitivo	Art. 19 CREG 184/2020	Se mantiene	Art. 19 CREG 184/2020	Se mantiene											
	Cuando se destine en general al servicio público domiciliario de gas combustible				Se adiciona		Se adiciona (solo si el punto de referencia es superavitario)		Se adiciona		No se exige para la condición de la actualización anual de precios							

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 3