



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

DOCUMENTO CREG – 902 116
30 DE ENERO DE 2025

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

**D – 902 116 DE 2025 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.	PROPUESTA REGULATORIA EN CONSULTA	5
3.	CONSULTA.....	7
4.	PROPUESTA DEFINITIVA.....	11
5.	CUESTIONARIO SIC	19
5.	CONCEPTO SIC DE ABOGACÍA DE LA COMPETENCIA.....	24
6.	ANÁLISIS DE IMPACTOS.....	56
	ANEXO.....	58
	ANÁLISIS DE COMENTARIOS RECIBIDOS	58
1.	Artículo 1	58
1.1	ACP.....	58
1.2	ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	58
1.3	Gases del Llano S.A.E.S.P. BIC.....	58
1.4	Gases del Oriente SA ESP	59
1.5	GESTOR DEL MERCADO	59
1.6	OPTIMA CONSULTORES	60
1.7	OPTIMA CONSULTORES	60
1.8	OPTIMA CONSULTORES	61
1.9	OPTIMA CONSULTORES	61
	Artículo 2	62
2.1	TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.....	62
	Artículo 3	62
3.1	ACOLGÉN.....	62
3.2	ACP	63
3.3	ACP.....	64
3.4	ACP.....	64
3.5	ANDEG	65
3.6	CANACOL ENERGY	65
3.7	ECOPETROL	66
3.8	ECOPETROL	66
3.9	ECOPETROL	67

D – 902 116 DE 2025 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

3.10	ENEL Colombia S.A. ESP	68
3.11	Energy Transitions	69
3.12	Energy Transitions	69
3.13	Energy Transitions	69
3.14	GASES DEL CARIBE.....	70
3.15	GESTOR DEL MERCADO.....	71
3.16	GESTOR DEL MERCADO.....	71
3.17	GESTOR DEL MERCADO.....	71
3.18	GESTOR DEL MERCADO.....	72
3.19	GESTOR DEL MERCADO.....	72
3.20	GESTOR DEL MERCADO.....	72
3.21	GESTOR DEL MERCADO.....	73
3.22	GESTOR DEL MERCADO.....	73
3.23	GESTOR DEL MERCADO.....	74
3.24	GESTOR DEL MERCADO.....	74
3.25	GESTOR DEL MERCADO.....	74
3.26	GESTOR DEL MERCADO.....	74
3.27	GESTOR DEL MERCADO.....	75
3.28	MC2 SAS ESP	75
3.29	MC2 SAS ESP	75
3.30	MC2 SAS ESP	76
3.31	MC2 SAS ESP	76
3.32	MC2 SAS ESP	77
3.33	MC2 SAS ESP	78
3.34	MC2 SAS ESP	78
3.35	MC2 SAS ESP	79
3.36	MC2 SAS ESP	79
3.37	MC2 SAS ESP	80
3.38	METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	80
3.39	Petromil	81
3.40	Petromil	81
3.41	SHELL.....	82
3.42	TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.	82
3.43	TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.	83
3.44	TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.	83
3.45	TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.	85
3.46	TGI	85
3.47	TGI	86
Artículo 4		86
4.1	TGI	86
Artículo 5		87
5.1	ACOLGÉN.....	87

5.2	ACP.....	87
5.3	ACP.....	88
5.4	ACP.....	88
5.5	ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	88
5.6	ANDESCO	88
5.7	CANACOL ENERGY.....	89
5.8	CANACOL ENERGY.....	89
5.9	CANACOL ENERGY.....	90
5.10	ECOPETROL	90
5.11	Efigas SA ESP	91
5.12	Efigas SA ESP	91
5.13	EPM	92
5.14	EPM	92
5.15	GASES DEL CARIBE.....	92
5.16	GASES DEL CARIBE.....	93
5.17	GESTOR DEL MERCADO.....	93
5.18	GESTOR DEL MERCADO.....	93
5.19	GESTOR DEL MERCADO.....	94
5.20	GESTOR DEL MERCADO.....	94
5.21	GESTOR DEL MERCADO.....	94
5.22	GESTOR DEL MERCADO.....	95
5.23	GESTOR DEL MERCADO.....	95
5.24	GESTOR DEL MERCADO.....	95
5.25	GESTOR DEL MERCADO.....	95
5.26	TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.....	96
Artículo 6		96
Artículo 7		96
7.1	GESTOR DEL MERCADO.....	96
7.2	GESTOR DEL MERCADO.....	96
Artículo 8		97
8.1	ACOLGÉN.....	97
8.2	ACP.....	98
8.3	ANDEG	99
8.4	ANDESCO	99
8.5	CANACOL ENERGY.....	100
8.6	CANACOL ENERGY.....	100
8.7	ECOPETROL	100
8.8	MC2 SAS ESP	102
8.9	Naturgás.....	102
8.10	Prime Energía Colombia	103
8.11	PROMIGÁS.....	103

D – 902 116 DE 2025 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

8.12	SPEC	104
8.13	SURTIGÁS.....	104
8.14	VANTI.....	105
Artículo 9		106
9.1	ECOPETROL	106
Artículo 10		108
10.1	ENEL Colombia S.A. ESP	108
10.2	TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.....	109
Artículo 11		109
11.1	ACOLGÉN.....	109
11.2	ACP.....	110
11.3	ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	110
11.4	ANDEG	111
11.5	ANDI.....	111
11.6	ANDI.....	111
11.7	ASOENERGÍA.....	112
11.8	ASOENERGÍA.....	113
11.9	CANACOL ENERGY.....	113
11.10	CANACOL ENERGY.....	113
11.11	ECOPETROL	114
11.12	ENEL Colombia S.A. ESP	114
11.13	ENEL Colombia S.A. ESP	114
11.14	ENEL Colombia S.A. ESP	115
11.15	EPM	116
11.16	MC2 SAS ESP	116
11.17	MC2 SAS ESP	117
11.18	METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	118
11.19	PROMIGÁS.....	119
11.20	TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.....	119
11.21	TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.....	120
11.22	TGI	121
11.23	VANTI.....	121
Artículo 12		122
12.1	ENEL Colombia S.A. ESP	122
12.2	Energy Transitions	123
12.3	TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.....	124
Artículo 13		124
13.1	ECOPETROL	124
13.2	GESTOR DEL MERCADO.....	125
13.3	SHELL.....	125

13.4 VANTI.....	126
Artículo 14	126
14.1 CANACOL ENERGY.....	126
Artículo 15	127
15.1 ACP.....	127
15.2 ASOENERGÍA.....	129
15.3 ECOPETROL	129
15.4 EPM	131
15.5 GESTOR DEL MERCADO	132
15.6 HOCOL S.A.....	132
15.7 MC2 SAS ESP	132
15.8 METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	133
15.9 SHELL.....	133
15.10 VANTI.....	133
Artículo 16	134
Artículo 17	135
Artículo 18	135
Artículo 19	135
19.1 ACOLGÉN.....	135
19.2 ACP	136
19.3 ACP	140
19.4 ACP.....	141
19.5 ACP.....	142
19.6 ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	142
19.7 ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	142
19.8 ASOENERGÍA.....	143
19.9 ASOENERGÍA.....	143
19.10 CANACOL ENERGY.....	144
19.11 CANACOL ENERGY.....	145
19.12 CANACOL ENERGY.....	146
19.13 CANACOL ENERGY.....	146
19.14 ECOPETROL	147
19.15 ECOPETROL	147
19.16 ECOPETROL	147
19.17 ECOPETROL	148
19.18 ECOPETROL	149
19.19 ECOPETROL	149
19.20 ECOPETROL	150
19.21 Efigas SA ESP	150

D – 902 116 DE 2025 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

19.22	Energy Transitions	151
19.23	EPM	151
19.24	GASES DEL CARIBE.....	151
19.25	GESTOR DEL MERCADO.....	152
19.26	GESTOR DEL MERCADO.....	152
19.27	MC2 SAS ESP	153
19.28	MC2 SAS ESP	154
19.29	MC2 SAS ESP	154
19.30	MC2 SAS ESP	155
19.31	MC2 SAS ESP	155
19.32	Naturgás.....	156
19.33	Naturgás.....	157
19.34	Petromil	157
19.35	PROMIGÁS	158
19.36	SPEC	158
19.37	SURTIGÁS	158
19.38	TGI	159
Artículo 20		159
20.1	ACP	159
20.2	ACP	160
20.3	CANACOL ENERGY	161
20.4	Efigas SA ESP	161
20.5	Gases de Occidente S.A. E.S.P.	162
20.6	Gases de Occidente S.A. E.S.P.	162
20.7	GASES DEL CARIBE.....	163
20.8	GESTOR DEL MERCADO.....	163
20.9	MC2 SAS ESP	163
20.10	SHELL.....	164
20.11	SURTIGÁS	165
20.12	SURTIGÁS	166
20.13	SURTIGÁS	167
Artículo 21		168
21.1	ACP	168
21.2	ACP.....	169
21.3	ACP.....	169
21.4	ACP.....	170
21.5	ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	170
21.6	ANDESCO	171
21.7	ASOENERGÍA.....	172
21.8	ASOENERGÍA.....	172
21.9	CANACOL ENERGY	173
21.10	CANACOL ENERGY	173

21.11	CANACOL ENERGY	173
21.12	ECOPETROL	174
21.13	ECOPETROL	175
21.14	ECOPETROL	175
21.15	ECOPETROL	176
21.16	ECOPETROL	176
21.17	ECOPETROL	177
21.18	Efigas SA ESP	178
21.19	Efigas SA ESP	178
21.20	Efigas SA ESP	179
21.21	Efigas SA ESP	180
21.22	ENEL Colombia S.A. ESP	180
21.23	ENEL Colombia S.A. ESP	181
21.24	Energy Transitions	182
21.25	Gases de Occidente S.A. E.S.P.	182
21.26	GASES DEL CARIBE.....	184
21.27	GASES DEL CARIBE.....	185
21.28	GASES DEL CARIBE.....	185
21.29	GASES DEL CARIBE.....	186
21.30	GESTOR DEL MERCADO	186
21.31	GESTOR DEL MERCADO	187
21.32	GESTOR DEL MERCADO	187
21.33	GESTOR DEL MERCADO	187
21.34	GESTOR DEL MERCADO	188
21.35	GESTOR DEL MERCADO	188
21.36	GESTOR DEL MERCADO	188
21.37	GESTOR DEL MERCADO	189
21.38	GESTOR DEL MERCADO	189
21.39	GESTOR DEL MERCADO	189
21.40	GESTOR DEL MERCADO	189
21.41	GESTOR DEL MERCADO	190
21.42	GESTOR DEL MERCADO	190
21.43	GESTOR DEL MERCADO	190
21.44	GESTOR DEL MERCADO	191
21.45	GESTOR DEL MERCADO	192
21.46	METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	192
21.47	METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	192
21.48	METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	193
21.49	Naturgás.....	193
21.50	Naturgás.....	193
21.51	Petromil	194
21.52	Petromil	194
21.53	Petromil	195
21.54	Prime Energía Colombia	195

D – 902 116 DE 2025 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

21.55	PROMIGÁS	195
21.56	PROMIGÁS	196
21.57	PROMIGÁS	196
21.58	SURTIGÁS	196
21.59	SURTIGÁS	197
21.60	SURTIGÁS	197
21.61	TERMONORTE S.A.S. E.S.P.	198
21.62	TGI	198
21.63	TGI	198
21.64	TGI	199
21.65	VANTI.....	199
21.66	VANTI.....	199
21.67	VANTI.....	200
Artículo 22		200
22.1	ACP.....	200
22.2	ACP.....	201
22.3	ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	201
22.4	ANDEG	202
22.5	ANDESCO	202
22.6	ANDI.....	202
22.7	ASOENERGÍA.....	203
22.8	ASOENERGÍA.....	204
22.9	ASOENERGÍA.....	204
22.10	CANACOL ENERGY	205
22.11	CANACOL ENERGY	205
22.12	CANACOL ENERGY	206
22.13	ECOPETROL	206
22.14	ECOPETROL	206
22.15	ECOPETROL	207
22.16	ECOPETROL	207
22.17	ECOPETROL	208
22.18	Efigas SA ESP	208
22.19	Efigas SA ESP	209
22.20	Efigas SA ESP	209
22.21	Efigas SA ESP	209
22.22	Efigas SA ESP	210
22.23	Efigas SA ESP	211
22.24	Efigas SA ESP	211
22.25	ENEL Colombia S.A. ESP	212
22.26	Gases de Occidente S.A. E.S.P.	213
22.27	Gases de Occidente S.A. E.S.P.	214
22.28	Gases de Occidente S.A. E.S.P.	214
22.29	Gases de Occidente S.A. E.S.P.	216

22.30	Gases de Occidente S.A. E.S.P.....	217
22.31	Gases de Occidente S.A. E.S.P.....	217
22.32	Gases de Occidente S.A. E.S.P.....	218
22.33	Gases de Occidente S.A. E.S.P.....	218
22.34	GASES DEL CARIBE.....	219
22.35	GASES DEL CARIBE.....	219
22.36	GASES DEL CARIBE.....	219
22.37	GASES DEL CARIBE.....	220
22.38	GASES DEL CARIBE.....	220
22.39	GASES DEL CARIBE.....	220
22.40	GESTOR DEL MERCADO.....	221
22.41	GESTOR DEL MERCADO.....	222
22.42	GESTOR DEL MERCADO.....	222
22.43	GESTOR DEL MERCADO.....	223
22.44	GESTOR DEL MERCADO.....	223
22.45	HOCOL S.A.....	223
22.46	HOCOL S.A.....	224
22.47	HOCOL S.A.....	224
22.48	HOCOL S.A.....	224
22.49	MC2 SAS ESP	225
22.50	MC2 SAS ESP	226
22.51	Naturgás.....	227
22.52	Naturgás.....	227
22.53	PROMIGÁS	228
22.54	PROMIGÁS	228
22.55	SPEC	228
22.56	SURTIGÁS	229
22.57	SURTIGÁS	230
22.58	SURTIGÁS	230
22.59	SURTIGÁS	231
22.60	SURTIGÁS	231
22.61	SURTIGÁS	231
22.62	SURTIGÁS	232
22.63	TERMONORTE S.A.S. E.S.P.....	232
22.64	TGI	232
22.65	TGI	233
22.66	TGI	233
22.67	TGI	233
22.68	VANTI.....	234
22.69	VANTI.....	234
22.70	VANTI.....	235
Artículo 23		235
23.1	ACP.....	235

D – 902 116 DE 2025 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

23.2	ACP.....	236
23.3	ACP.....	236
23.4	ANDESCO	238
23.5	ANDESCO	239
23.6	ANDESCO	239
23.7	ASOENERGÍA.....	239
23.8	ASOENERGÍA.....	240
23.9	CANACOL ENERGY.....	242
23.10	CANACOL ENERGY.....	242
23.11	CANACOL ENERGY.....	243
23.12	ECOPETROL	243
23.13	ECOPETROL	244
23.14	Energy Transitions	245
23.15	GESTOR DEL MERCADO.....	245
23.16	HOCOL S.A.....	246
23.17	HOCOL S.A.....	246
23.18	SHELL.....	246
23.19	SURTIGÁS.....	247
Artículo 24		247
24.1	ECOPETROL	247
24.2	GASES DEL CARIBE.....	248
24.3	MC2 SAS ESP	248
Artículo 25		249
25.1	ACP.....	249
25.2	CANACOL ENERGY.....	249
25.3	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	249
Artículo 26		250
26.1	MC2 SAS ESP	250
Artículo 27		251
27.1	ANDESCO	251
27.2	GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	251
27.3	GESTOR DEL MERCADO.....	251
Artículo 28		251
28.1	ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	251
28.2	GASES DEL CARIBE.....	252
28.3	GESTOR DEL MERCADO.....	252
Artículo 29		253
29.1	Efigas SA ESP	253
29.2	GASES DEL CARIBE.....	253

Artículo 30	254
30.1 MC2 SAS ESP	254
Artículo 31	254
31.1 ASOENERGÍA.....	254
31.2 EPM	255
31.3 Gases de Occidente S.A. E.S.P.....	256
31.4 GESTOR DEL MERCADO.....	256
31.5 Naturgás.....	256
31.6 SURTIGÁS.....	257
Artículo 32	258
Artículo 33	258
33.1 ASOENERGÍA.....	258
33.2 Gases de Occidente S.A. E.S.P.....	258
33.3 GECELCA SA ESP	259
33.4 GESTOR DEL MERCADO.....	259
Artículo 34	260
Artículo 35	260
35.1 GESTOR DEL MERCADO.....	260
Artículo 36	260
36.1 EPM	260
36.2 GESTOR DEL MERCADO.....	261
36.3 MC2 SAS ESP	261
36.4 Naturgás.....	261
36.5 NITRO ENERGY COLOMBIA	262
Artículo 37	262
37.1 ACOLGÉN.....	262
37.2 ACOLGÉN.....	264
37.3 ACP.....	264
37.4 ANDESCO	265
37.5 CANACOL ENERGY.....	265
37.6 ECOPETROL	266
37.7 ENEL Colombia S.A. ESP.....	267
37.8 Energy Transitions	267
37.9 Energy Transitions	268
37.10 Energy Transitions	269
37.11 EPM	269
37.12 EPM	269

37.13 EPM	270
37.14 Gases de Occidente S.A. E.S.P.	270
37.15 GESTOR DEL MERCADO	271
37.16 GESTOR DEL MERCADO	271
37.17 GESTOR DEL MERCADO	271
37.18 Naturgás.....	271
37.19 NITRO ENERGY COLOMBIA	272
37.20 SURTIGÁS	273
37.21 VANTI.....	273
Artículo 38	274
Artículo 39	274
39.1 ANDESCO	274
39.2 ASOENERGÍA.....	274
Artículo 40	275
Artículo 41	275
Artículo 42	275
42.1 Efigas SA ESP	275
Artículo 43	276
43.1 ACOLGÉN.....	276
43.2 ACOLGÉN.....	276
43.3 EPM	276
Artículo 44	277
Anexo 1	277
45.1 ANDESCO	277
45.2 GECELCA SA ESP	278
45.3 GECELCA SA ESP	278
45.4 GESTOR DEL MERCADO	278
45.5 GESTOR DEL MERCADO	279
45.6 GESTOR DEL MERCADO	279
45.7 GESTOR DEL MERCADO	279
45.8 GESTOR DEL MERCADO	280
45.9 GESTOR DEL MERCADO	280
45.10 GESTOR DEL MERCADO	280
45.11 GESTOR DEL MERCADO	281
45.12 GESTOR DEL MERCADO	281
45.13 GESTOR DEL MERCADO	281
45.14 GESTOR DEL MERCADO	281

D – 902 116 DE 2025 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

45.15	GESTOR DEL MERCADO	282
45.16	GESTOR DEL MERCADO	282
45.17	GESTOR DEL MERCADO	282
45.18	GESTOR DEL MERCADO	283
45.19	GESTOR DEL MERCADO	283
45.20	GESTOR DEL MERCADO	283
45.21	GESTOR DEL MERCADO	284
45.22	GESTOR DEL MERCADO	284
45.23	GESTOR DEL MERCADO	284
45.24	GESTOR DEL MERCADO	284
45.25	HOCOL S.A.....	285
45.26	TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.....	285
45.27	TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.....	285
45.28	TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.....	286
Anexo 2		286
46.1	EPM	286
Anexo 3		287
47.1	ECOPETROL	287
Anexo 4		287
Anexo 5		287
Anexo 6		287
50.1	ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	287
50.2	ECOPETROL	288
50.3	Energy Transitions	289
50.4	GESTOR DEL MERCADO	289
Anexo 7		290
51.1	ACP	290
51.2	CANACOL ENERGY	290
51.3	ECOPETROL	291
51.4	Efigas SA ESP	291
51.5	GESTOR DEL MERCADO	291
51.6	GESTOR DEL MERCADO	292
51.7	GESTOR DEL MERCADO	292
51.8	PROMIGÁS	293
51.9	SURTIGÁS	293
General		295
52.1	ACOLGÉN	295
52.2	ACOLGÉN	297

D – 902 116 DE 2025 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

52.3	ACOLGÉN.....	298
52.4	ACOLGÉN.....	298
52.5	ACP.....	299
52.6	ACP.....	299
52.7	ACP.....	300
52.8	ACP.....	300
52.9	ACP.....	301
52.10	ACP.....	301
52.11	ACP.....	302
52.12	ACP.....	302
52.13	ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	302
52.14	ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	303
52.15	ANDEG	303
52.16	ANDEG	303
52.17	ANDEG	304
52.18	ANDEG	304
52.19	ANDEG	304
52.20	ANDEG	305
52.21	ANDEG	305
52.22	ANDEG	306
52.23	ANDESCO	306
52.24	ANDESCO	306
52.25	ANDESCO	307
52.26	CANACOL ENERGY.....	307
52.27	CANACOL ENERGY.....	307
52.28	CANACOL ENERGY.....	307
52.29	CANACOL ENERGY.....	308
52.30	CANACOL ENERGY.....	310
52.31	CANACOL ENERGY.....	310
52.32	CANACOL ENERGY.....	311
52.33	CANACOL ENERGY.....	311
52.34	CANACOL ENERGY.....	312
52.35	ECOPETROL	312
52.36	ECOPETROL	316
52.37	ECOPETROL	317
52.38	ECOPETROL	317
52.39	ECOPETROL	318
52.40	ECOPETROL	319
52.41	ENEL Colombia S.A. ESP.....	320
52.42	Energy Transitions	321
52.43	EPM	321
52.44	EPM	321
52.45	Gases de Occidente S.A. E.S.P.....	322
52.46	Gases de Occidente S.A. E.S.P.....	323

D – 902 116 DE 2025 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

52.47 Gases de Occidente S.A. E.S.P.....	323
52.48 Gases de Occidente S.A. E.S.P.....	324
52.49 Gases del Llano S.A.E.S.P. BIC.....	324
52.50 Gases del Oriente SA ESP	325
52.51 GESTOR DEL MERCADO.....	325
52.52 Grupo Energético de las Américas SAS ESP	326
52.53 Grupo Energético de las Américas SAS ESP	326
52.54 Grupo Energético de las Américas SAS ESP	326
52.55 Grupo Energético de las Américas SAS ESP	327
52.56 HOCOL S.A.....	327
52.57 HOCOL S.A.....	328
52.58 HOCOL S.A.....	328
52.59 HOCOL S.A.....	330
52.60 HOCOL S.A.....	331
52.61 HOCOL S.A.....	332
52.62 HOCOL S.A.....	332
52.63 MC2 SAS ESP	332
52.64 METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	333
52.65 METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	333
52.66 NITRO ENERGY COLOMBIA	334
52.67 OPTIMA CONSULTORES	334
52.68 OPTIMA CONSULTORES	336
52.69 Petromil	336
52.70 Petromil	336
52.71 Prime Energía Colombia	337
52.72 Prime Energía Colombia	337
52.73 Prime Energía Colombia	337
52.74 PROMIGÁS	338
52.75 SHELL.....	338
52.76 SHELL.....	339
52.77 SHELL.....	339
52.78 SURTIGÁS.....	340
52.79 SURTIGÁS.....	340
52.80 TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.....	341
52.81 TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.....	342
52.82 TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.....	342
52.83 TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.....	342
52.84 TGI	342
52.85 TGI	343
52.86 VANTI.....	343
52.87 VANTI.....	344
52.88 VANTI.....	345

D – 902 116 DE 2025 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. ANTECEDENTES E INFORMACIÓN GENERAL

La Comisión de Regulación de Energía y Gas estableció a partir de la Resolución CREG 089 de 2013, el Mercado Mayorista de gas natural, que incluía 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 posteriormente ha realizado modificaciones a la Resolución antes citada mediante las resoluciones CREG 114 de 2017, 021 de 2019 y 186 de 2020, con el fin de adaptarse a las circunstancias cambiantes que enfrentan quienes participan en el mercado y de la suficiencia de oferta nacional para lograr una contratación eficiente del suministro para la totalidad de la demanda interna, en todo momento, y realizar ajustes para una mayor efectividad en el alcance de los objetivos propuestos inicialmente. Mediante la regulación antes mencionada, se han organizado, los mercados que componen el Mercado Mayorista (Mercado primario y Mercado secundario), los agentes que pueden participar como vendedores y como compradores en cada uno de esos mercados, 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.

En mayo del año 2021, la Dirección Ejecutiva de la CREG mediante la Circular 031 de 2021 publicó el documento CREG-049 que contiene de manera sintetizada un análisis de la evolución del mercado de comercialización mayorista del suministro de gas natural desde la Resolución CREG 089 de 2013, identificando sus antecedentes, objetivos propuestos, las problemáticas que actualmente se enfrentan, según la percepción de los agentes y análisis de la comisión, y la identificación de las causas que las originan. Así mismo, presenta posibles acciones de mejora regulatoria que permitan aumentar la 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 e incluye 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 dicho documento se formularon una serie de alternativas para afrontar las problemáticas que se presentaban respecto del funcionamiento del Mercado Mayorista.

A partir del documento CREG-049 de 2021 y de los comentarios recibidos sobre el mismo, la CREG publicó la Resolución 226 de 2021, que tiene por objeto ajustar la Resolución CREG 186 de 2020 y todas aquellas que la modifican complementan o sustituyen, con el fin de obtener una regulación integral para los participantes del mercado, que se pueda leer en contexto, de acuerdo con las recomendaciones de buenas prácticas regulatorias de la OCDE. Sobre dicha propuesta específica se recibieron comentarios y, con base en el análisis de los comentarios recibidos y actualización de información del Mercado Mayorista, se hicieron ajustes a las propuestas presentadas en la Resolución 226 de 2021 y se publicó el Proyecto de Resolución CREG 702 003 de 2023 para recibir comentarios de la versión ajustada de las reglas de funcionamiento del Mercado Mayorista de gas natural.

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

Con posterioridad a la publicación del Proyecto de Resolución CREG 702 003 de 2023, la CREG publicó: i.) La Resolución 102 007 de 2024 mediante la que se realizan adiciones transitorias a los aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de gas natural establecidos en la Resolución CREG 186 de 2020, sobre la que se recibió concepto de la Superintendencia de Industria y Comercio de abogacía de la competencia; ii.) La Resolución CREG 102 009 de 2024 que modifica la Resolución CREG 186 de 2020; y, iii.) La Resolución CREG 102 013 de 2024, que establecen medidas adicionales a los aspectos comerciales del suministro y del transporte del Mercado Mayorista de gas natural establecidos en las resoluciones CREG 186 de 2020 y 185 de 2020.

Más recientemente el Gobierno Nacional publicó el Decreto 1467 de 2024 por el cual se modifica el Decreto 1073 de 2015, con el fin de adoptar medidas de política pública orientadas a viabilizar las fuentes de gas natural costa afuera y la importación de gas natural, y se dictan otras disposiciones.

2. PROPUESTA REGULATORIA EN CONSULTA

A continuación, se presentan los principales aspectos de la propuesta de regulación en particular con respecto a los ajustes a las reglas del Mercado Mayorista establecidos mediante la Resolución CREG 186 de 2020, que por el alcance propuesto se presenta como una resolución integral nueva, y que fue publicada para comentarios mediante el Proyecto de Resolución CREG 702 003 de 2023, soportada con el documento CREG-702 003 de 2023.

En dicho documento de soporte se presentó:

- La definición del problema.
- Los objetivos generales y específicos.
- La propuesta.
- El análisis de los impactos.
- Los comentarios recibidos a la propuesta de la Resolución CREG 226 de 2021 y sus respuestas.

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 presentan enunciados:

- i. Eliminación de las modalidades de Contratos de Suministro C1 y C2 y de las subastas anuales de dichos contratos.
- ii. Eliminación de los contratos firmes bimestrales y de las subastas bimestrales de dichos contratos.
- iii. Eliminación de las subastas de contratos con interrupciones.
- iv. Definición de Respaldo Físico para el gas importado.
- v. Inclusión de la nueva modalidad de Contrato de Suministro CF80.
- vi. Opción para que los mismos agentes propongan la inclusión de nuevas modalidades de contratos para el Mercado Mayorista.
- vii. Flexibilización de las condiciones generales de los contratos que requieren contar con Respaldo Físico.
- viii. Inclusión de nuevo evento eximente de responsabilidad por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de la infraestructura de transporte.

D – 902 116 DE 2025 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

- ix. Incentivos para nuevas Fuentes de Suministro o nuevas logísticas de suministro en el Mercado Primario.
- x. Declaración de información de PTDVF/CIDVF de todas las Fuentes de Suministro.
- xi. Realización trimestral de balances comerciales.
- xii. Definición de mecanismos para garantizar el acceso a la contratación para atender Demanda Esencial.
- xiii. Determinación de los principios generales que se deben aplicar en los procesos de negociación directa de suministro.
- xiv. Negociaciones directas de contratos con interrupciones en el Mercado primario.
- xv. Declaración de contratos de consumo propio de los productores-comercializadores y mecanismos de comercialización de cantidades liberadas en dichos contratos.
- xvi. Registro de contratos de modalidades de tipo firme resultantes de contratos de ejecución firme sujetos al cumplimiento de condiciones previas.
- xvii. Flexibilización en la determinación de las ecuaciones de actualización periódica de los precios iniciales.
- xviii. Reglamento de la subasta de cantidades para la asignación de ejecución del suministro en trimestres que tienen oferta comercial deficitaria.
- xix. Obligación de información de oferta y demanda previo al inicio de negociaciones directas en el Mercado Secundario.
- xx. 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.
- xxi. Obligación 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.
- xxii. Modificación de 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.
- xxiii. Inclusión de 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.
- xxiv. Adición de 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.
- xxv. 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.
- xxvi. Textos específicos en cuanto a que el suministro proveniente de los campos que e encuentran 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.
- xxvii. Obligación 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.
- xxviii. 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

D – 902 116 DE 2025 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 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.

- xxix. Se incluyen indicadores de desempeño del Mercado Secundario que actualmente no existen en la regulación.

3. CONSULTA

La CREG publicó el 17 de julio de 2023 el Proyecto de Resolución 702 003 de 2023 con las propuestas arriba enunciadas, con como plazo para el envío de comentarios hasta el 31 de agosto de 2023.

Se recibieron comentarios de varias entidades en formato de archivo en formato Excel, tal como se requirió. En este caso, los comentarios son transcritos en el ANEXO del presente documento, tal cual se recibieron. En el caso de los comentarios recibidos en formato pdf sin versión en excel, se extrajeron los apartes de cada comunicación recibida que se considera que reflejan un comentario específico, pudiendo ser que haya empresas que agruparon varios textos en un solo comentario sobre un mismo artículo de la propuesta, pero que en realidad tiene comentarios separables, por lo que así se hizo.

A continuación, se presenta el nombre de cada empresa y el número del radicado de entrada que se registró en la CREG:

Empresa	Radicado
Asociación Colombiana del Petróleo y Gas - ACP	E-2023-014642, E-2023-014695, E-2023-015802 y E-2023-017281
GECELCA S.A. E.S.P.	E-2023-017282 y E-2023-017282
TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.	E-2023-015824
MC2 S.A.S. E.S.P.	E-2023-015830
Asociación Nacional de Empresas Generadoras - ANDEG	E-2023-015831
EPM	E-2023-015835
Sociedad Portuaria El Cayao S.A. E.S.P.	E-2023-015840
Gases del Llano S.A. E.S.P. BIC	E-2023-015848
NITRO ENERGY COLOMBIA S.A.S. E.S.P.	E-2023-015850
METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	E-2023-015852 Y E-2023-017209
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	E-2023-015853
SHELL EP Offshore Ventures Limited - Sucursal Colombia	E-2023-015859
GESTOR DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA	E-2023-015860
CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A.	E-2023-015863
ENEL Colombia S.A. E.S.P.	E-2023-015864

D – 902 116 DE 2025 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

Sesión No. **1370**

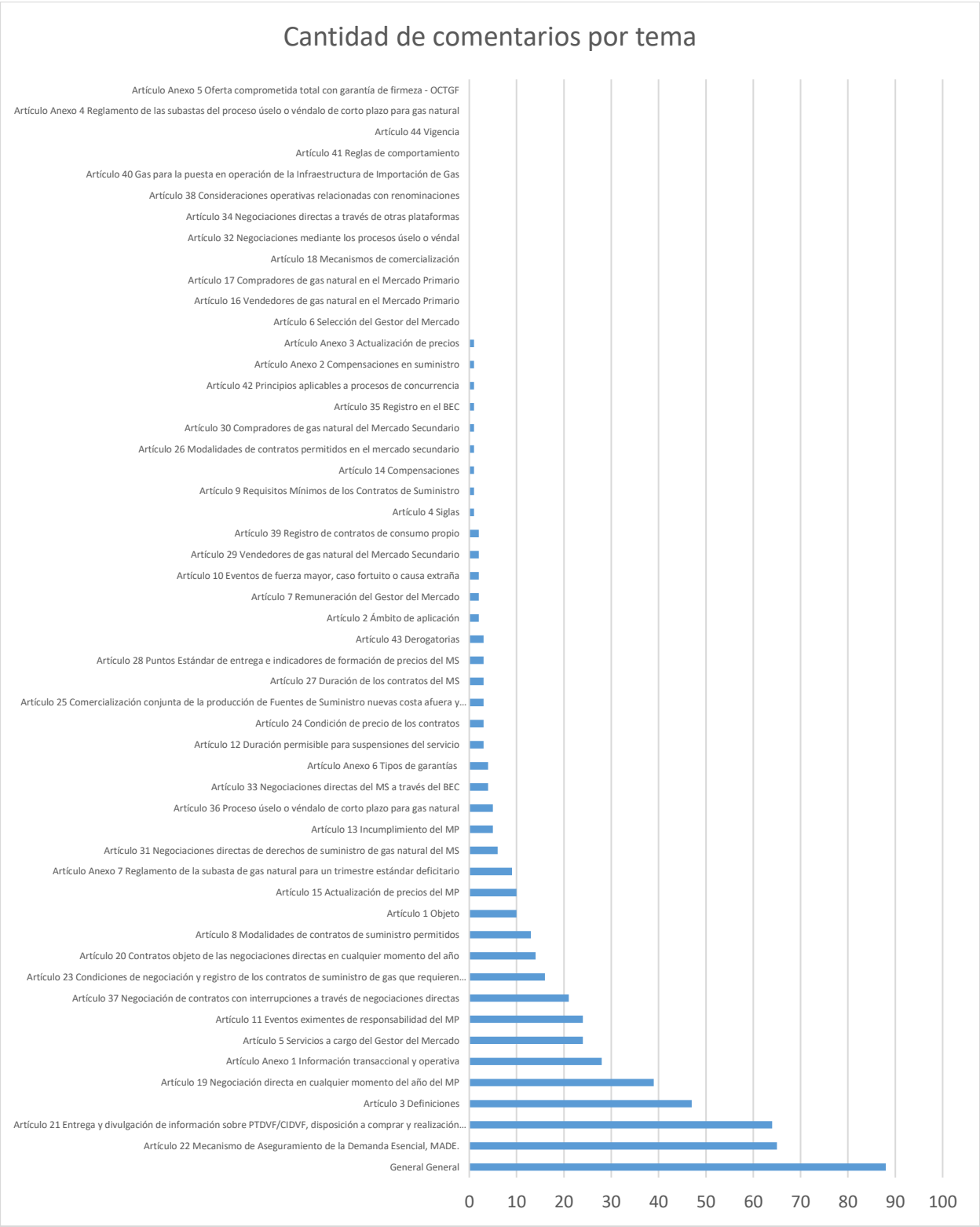
Prime Energía Colombia S.A.S.	E-2023-015865 Y E-2023-015885
Gases de Occidente S.A. E.S.P.	E-2023-015866
Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica - ACOLEGÉN	E-2023-015869
PETROMIL GAS S.A.S. E.S.P.	E-2023-015871
Energy Transitions S.A.S. E.S.P.	E-2023-015875
OPTIMA CONSULTORES S.A.S.	E-2023-015876
GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	E-2023-015877
ECOPETROL	E-2023-015878
Gases del Oriente S.A. E.S.P.	E-2023-015880
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	E-2023-015881
SURTIGÁS S.A. E.S.P.	E-2023-015883
TERMONORTE S.A.S. E.S.P.	E-2023-015884
HOCOL S.A.	E-2023-015886
Efigas S.A. E.S.P.	E-2023-015887
Asociación Colombiana de Gas Natural - NATURGÁS	E-2023-015888 Y E-2023-016109
Gases de Occidente S.A. E.S.P.	E-2023-015889
Asociación Colombiana de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones - ANDESCO	E-2023-015890
VANTI S.A. E.S.P.	E-2023-015891 Y E-2023-017279
Grupo Energético de las Américas S.A.S. E.S.P.	E-2023-015892
PROMIGÁS S.A. E.S.P.	E-2023-015944
Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía Industriales y Comerciales - ASOENERGIA	E-2023-017277
Asociación Nacional de Empresarios de Colombia - ANDI	E-2023-017588

En el ANEXO del presente documento se presentan los comentarios recibidos y las respuestas a cada uno de ellos.

En la siguiente figura se presenta la relación de la cantidad de comentarios recibidos para cada uno de los artículos propuestos:

D – 902 116 DE 2025 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

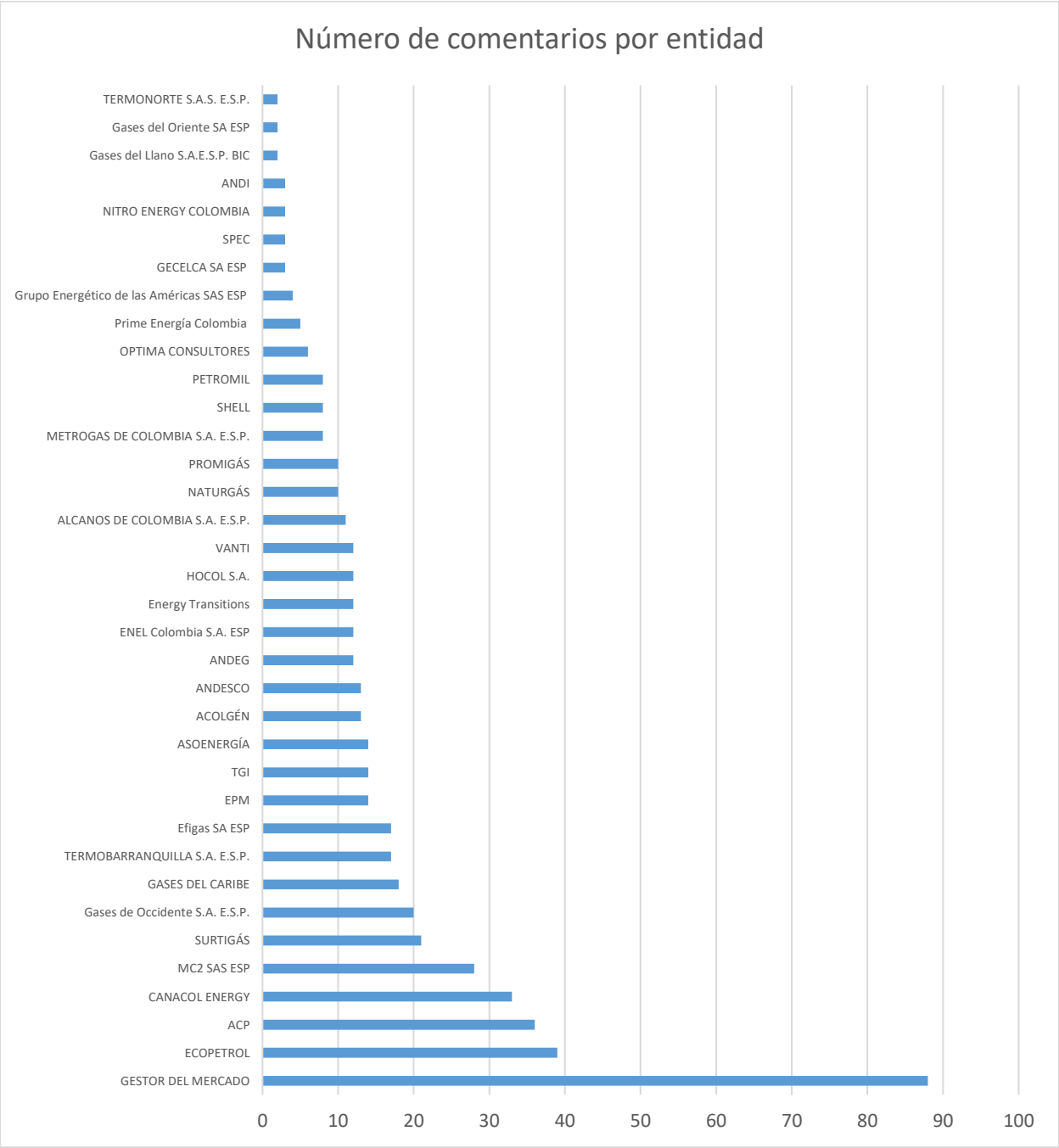
Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 1



En la siguiente figura se presenta la relación de la cantidad de comentarios recibidos de cada una de las personas que enviaron comentarios:

D – 902 116 DE 2025 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



Es necesario tener en cuenta que en las repuestas a los comentarios se busca aprovechar la existencia de comentarios similares, parecidos o que se pueden concatenar para efectos de la respuesta de la CREG del respectivo comentario. Sin embargo, la sola lectura de las referencias de respuestas de otros comentarios no implica que el comentario que se atiende no tenga relación con otros comentarios adicionales, sobre todo en el caso de las respuestas a comentarios a los que la persona que los envió no los clasifica como específicos sino como

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

generales. Es por ello que para la lectura más adecuada de las respuestas a los comentarios se deben leer todas las respuestas a todos los comentarios, sin dejar ninguna respuesta por fuera.

4. PROPUESTA DEFINITIVA

Con base en el análisis del presente documento, a continuación, se resumen las propuestas que de manera definitiva se incorporarán a las actuales reglas de funcionamiento del Mercado Mayorista, así como las que surgieron en virtud de los comentarios recibidos:

- i. Inclusión de una nueva modalidad contractual: se adiciona la modalidad contractual de CF80, a semejanza de la modalidad CF95.
- ii. Inclusión de una nueva modalidad contractual: se adiciona la modalidad contractual de Contrato de suministro de PTDV en Pruebas, cuya ejecución debe incluir los requisitos mínimos de la CREG y que se puede pactar hasta por, como máximo, la fecha de terminación de las pruebas extensas aprobadas por la ANH.
- iii. Inclusión de una nueva modalidad contractual: se adiciona la modalidad contractual de Contrato Firme sujeto a Condiciones, definida en el Decreto 1467 de 2024.
- iv. Se eliminan las modalidades contractuales C1 y C2.
- v. Modificación a una modalidad contractual vigente: Contrato con interrupciones que se vuelve firme diariamente, cuando se cumplen las siguientes condiciones en forma simultánea:
 - En desarrollo del ciclo de nominación del día previo al día de gas, la parte compradora nombra una cantidad de gas y la parte vendedora autoriza la cantidad de energía a suministrar.
 - La Fuente de Suministro utilizada cuenta con Reservas de Gas Natural.

En ese caso, las condiciones de ejecución en el día de gas respectivo estarán sometidas a los requisitos mínimos establecidos en los artículos 10, 11, 13 y 14 de la resolución definitiva.

- vi. Los contratos con interrupciones se podrán negociar directamente, tanto en el Mercado primario como en el secundario.
- vii. Los contratos con interrupciones del Mercado primario se negocian en forma directa en el mes anterior al mes de ejecución y por una duración de un mes.
- viii. Los contratos con interrupciones del Mercado secundario se negocian en cualquier momento, por una duración de entre un mes y hasta doce meses.
- ix. En los contratos con interrupciones del Mercado primario se utilizará un solo precio único de ejecución.

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

- x. En los contratos con interrupciones del Mercado secundario se utilizará un precio máximo de ejecución, y diariamente podrá negociarse la ejecución en firme con un menor precio.
- xi. En ningún caso un vendedor del Mercado primario podrá registrar, en un solo contrato con interrupciones, una cantidad superior a la PTDV/CIDV remanente de la Fuente de Suministro del contrato, para el período de ejecución del mismo. Sin embargo, la suma de la totalidad de las cantidades de los contratos con interrupciones de una misma Fuente de Suministro podrá ser superior a la PTDV/CIDV remanente de dicha fuente para el período de ejecución de los mismos.
- xii. Los Vendedores del Mercado Primario podrán ofrecer, en la modalidad de contrato con interrupciones, mediante negociaciones directas y con duración mensual, las cantidades de pago variable de los contratos registrados con la modalidad CF95 y CF80.
- xiii. En los contratos de suministro del Mercado primario de las modalidades CF95 y 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 de pago variable, 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.
- xiv. Se elimina la subasta de gas natural de las modalidades contractuales C1 y C2.
- xv. Se eliminan los contratos firmes bimestrales.
- xvi. Se eliminan las subastas de los contratos firmes bimestrales.
- xvii. Se posibilita a los Participantes del mercado presentar solicitudes de adición de nuevas modalidades contractuales, siguiendo el proceso regulatorio establecido por la CREG. Son modalidades quede, adoptarse, aplicarían para todos los Participantes del mercado que negocian en el Mercado primario.
- xviii. Se incluyen y se establece la posibilidad de uso del Precio de Reserva y del Precio Único en las negociaciones directas que, además ya en la etapa de ejecución, sus valores pueden ser actualizados periódicamente.
- xix. Se especifica cuál será el primer Trimestre Estándar de negociación para efectos del inicio de la aplicación de la nueva resolución.
- xx. Para la distribución de los cobros a los vendedores del Mercado primario para la remuneración al Gestor del Mercado se deben incluir los contratos de PTDV en Pruebas y los contratos con interrupciones que adquieren firmeza diaria.
- xxi. Los requisitos mínimos de la CREG (Fuerza Mayor, Eventos eximentes, causales de incumplimiento, montos de compensación, actualización de precios) deben ser incluidos en los contratos de modalidades de tipo firme, los contratos con interrupciones que cumplen condiciones de firmeza diaria, y los contratos de PTDV en Pruebas.
- xxii. Las condiciones mínimas establecidas por la CREG a aplicar en los contratos de suministro serán aquellas que se encuentren:

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

- Vigentes al momento de la realización del registro del contrato ante el Gestor del Mercado, en el caso de Fuentes de Suministro que ya han declarado comercialidad.
- Vigentes al momento de la entrega de la comunicación al Gestor del Mercado respecto de la suscripción de Contratos Firmes sujetos a Condiciones.

xxiii. Se añaden los siguientes eventos eximentes:

- Los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña y eventos eximentes de cualesquiera de los tramos del contrato de transporte del SNT que contiene el punto de entrada que sirve como Punto de Entrega del respectivo contrato de suministro.
- El evento eximente ocasionado por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de cualesquiera de los tramos del contrato de transporte del SNT, que contiene el punto de entrada que sirve como Punto de Entrega del respectivo contrato de suministro.
- En el caso de los contratos de modalidades de tipo firme que se registren por parte de los comercializadores de gas importado, con compradores que no lo destinan para la atención de la Demanda Esencial, se podrá pactar como un evento eximente de entrega del gas y, si así lo acuerdan las partes, la situación que se presenta cuando la nominación de regasificación de gas natural licuado total recibida, es decir, la suma de todas las nominaciones individuales recibidas para cualquier tipo de demanda, por el operador de la Infraestructura de Regasificación para un mismo día de gas, no sea igual o superior al valor del mínimo operativo técnico requerido por esa infraestructura para la regasificación del gas natural licuado.
- La cantidad del mínimo operativo técnico deberá ser establecida en el contrato de suministro entre el Comercializador de gas importado y el comprador, y deberá ser igual en cualquier contrato de suministro de ese mismo comercializador, independientemente del tipo de demanda que se contrata, siempre y cuando se trate de la misma Infraestructura de Regasificación.
- Las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de la infraestructura de importación que contiene el Punto de Entrega del respectivo contrato de suministro, 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, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.
- En las modalidades de contratos de suministro con gas importado, las labores de mantenimiento de las infraestructuras de importación, que será la misma que la que corresponde al SNT, por 120 horas/año o sus cantidades en proporción a la duración de la ejecución del contrato.

xxiv. No hay incumplimiento en el suministro, si el gas nominado se entrega, independientemente de la Fuente de Suministro en que se produce, siempre y cuando no se ocasionen sobrecostos al comprador.

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

- xxv. Se actualiza el valor de las compensaciones por incumplimiento, retirando del cálculo el valor que corresponde al cargo fijo de distribución, que ya no se aplica en la regulación vigente de la actividad de distribución.
- xxvi. La actualización de los precios iniciales en los contratos de duraciones trimestrales podrá ser realizada como mínimo cada Trimestre Estándar y se pueden usar ecuaciones de actualización diferentes a las incluidas en el Anexo 3 de la resolución definitiva. Si no se logra un acuerdo, se deberán usar las ecuaciones del anexo 3.
- xxvii. Se modifica el actualizador CREG periódico de precios, pasando de usar los cambios anuales de índice PPI actuales a cambios en el índice al índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, Item: Private capital equipment, serie WPSFD41312 publicada por el Bureau of Labor Statistics.
- xxviii. La declaración de oferta de PTDV en Pruebas se puede realizar en cualquier momento y la negociación de la PTDV en Pruebas se puede dar en cualquier momento.
- xxix. La actualización de cambios de la declaración de la PTDVF/CIDVF de cada una de las Fuentes de Suministro, sin excepción, se puede realizar cada primer día de cada trimestre de negociación.
- xxx. Procedimiento de determinación de balances comerciales, aplica sin excepción a todas las Fuentes de Suministro con PTDVF/CIDVF:
- Declaración de información de oferta en firme de los vendedores: día hábil 1 de cada Trimestre Estándar de negociación. Incluye declaración de Precios de Reserva a usar en caso de trimestres deficitarios.
 - Publicación de la información de la oferta, por el Gestor del Mercado: día hábil 2 de cada Trimestre Estándar de negociación.
 - Declaración de cantidades de compra, por los compradores: día hábil 5 de cada Trimestre Estándar de negociación.
 - Para la realización trimestral de los balances comerciales del Mercado primario se tomará la agregación nacional de la PTDVF y de la CIDVF y la agregación nacional de las solicitudes de compra declaradas por los compradores, en ambos casos para el mismo Trimestre Estándar de ejecución, y no se utilizarán los puntos de referencia, a diferencia de lo planteado en la propuesta inicial.
 - La oferta de PTDVF/CIDVF que se tendrá en cuenta para la realización de los balances comerciales será la descrita en el siguiente texto:

“El valor total de la PTDVF y CIDVF, en MBTUD, corresponderá a la sumatoria del menor valor mensual de las cantidades declaradas por cada uno de los vendedores para cada Punto de Entrega, en cada Trimestre Estándar, obtenidas con la suma de las cantidades declaradas para las Fuentes de Suministro para cada Punto de Entrega por cada vendedor.”

Lo anterior, expresado en una ecuación matemática, corresponde a:

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

$$PTDVF_{Ten} = [\min(\sum_{FS=1}^{nFS} \sum_{fs=1}^{nfs} PTDVF_{fs,FS,PEn,m1,Vm}) + \min(\sum_{FS=1}^{nFS} \sum_{fs=1}^{nfs} PTDVF_{fs,FS,PEn,m2,Vm}) + \min(\sum_{FS=1}^{nFS} \sum_{fs=1}^{nfs} PTDVF_{fs,FS,PEn,m3,Vm})]$$

Donde:

PTDVF_{fs,FS,PE1,m1,V1}: PTDVF declarada para la forma de suministro *fs*, para la Fuente de Suministro *FS*, para cada uno de los *n* Puntos de Entrega, para el mes *m1* del Trimestre Estándar, por cada uno de los *m* vendedores.

PTDVF_{fs,FS,PE1,m1,V1}: PTDVF declarada para la forma de suministro *fs*, para la Fuente de Suministro *FS*, para cada uno de los *n* Puntos de Entrega, para el mes *m2* del Trimestre Estándar, por cada uno de los *m* vendedores.

PTDVF_{fs,FS,PE1,m1,V1}: PTDVF declarada para la forma de suministro *fs*, para la Fuente de Suministro *FS*, para cada uno de los *n* Puntos de Entrega, para el mes *m3* del Trimestre Estándar, por cada uno de los *m* vendedores.

nFS: número total de Fuentes de Suministro FS

nfs: Número total de formas de suministro

n: Número de Puntos de Entrega

m: Número de vendedores

- La publicación del resultado de cada balance comercial, con agregación nacional, para cada uno de los siguientes 40 trimestres de ejecución se debe realizar el día hábil 9 de cada trimestre de negociación.
 - En caso de los Trimestres Estándar de ejecución con balance comercial excedentario no se requiere en las negociaciones directas para el suministro en dicho Trimestre la aplicación del procedimiento de priorización de la Demanda Esencial.
 - En caso de los Trimestres Estándar de ejecución con balance comercial deficitario, se obliga en las negociaciones directas para el suministro en dicho Trimestre, a la aplicación del procedimiento de priorización de la Demanda Esencial.
- xxxi. Para la asignación del precio y de las cantidades de los contratos de suministro en el Mercado primario, ya sea para la ejecución del suministro en Trimestres Estándar en los que se haya determinado un balance comercial superavitario o en los que se haya determinado un balance comercial deficitario, se utilizarán negociaciones directas. Lo anterior, a diferencia de lo propuesto respecto del uso de una subasta centralizada, planteado en la propuesta inicial en el Proyecto de Resolución CREG 702 003 de 2023. Tampoco se utilizarán los Puntos de referencia, sino que se realizarán negociaciones por Fuentes de Suministro / Puntos de Entrega que se pueden agrupar en un solo proceso de negociación directa. Todo lo anterior, a diferencia de lo planteado en la propuesta inicial en el mencionado proyecto de resolución.
- xxxii. Toda oferta de negociación directa para el suministro del Mercado primario, firme o con interrupciones, debe publicarse en la página web del vendedor y anunciarse

D – 902 116 DE 2025 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

adicionalmente mediante el Gestor del Mercado. De no hacerse, el Gestor del Mercado deberá abstenerse de realizar el registro de los contratos que eventualmente se acuerden sin haberse cumplido este requisito de publicidad.

- xxxiii. Negociación trimestral para ejecución en los siguientes 40 trimestres o, en como máximo, para ejecución en los Trimestres Estándar con los que se cuente publicación de la PTDV/CIDV:
- Contratos con duración mínima de 1 Trimestre Estándar completo, para ejecución en cualesquiera de los trimestres 3 al 40 siguientes al Trimestre de negociación: con duraciones de ejecución de como mínimo 1 trimestre, con actualización de precios de como mínimo cada trimestre. Se desarrollan entre los días hábiles 11 y 25 del Trimestre Estándar de negociación.
 - Los compradores presentan las solicitudes de compra a los vendedores, para cada Fuente de Suministro, sin que el total sumado supere la declaración de cantidades realizada al Gestor del Mercado por cada comprador. Día hábil 11 del Trimestre Estándar de negociación.
 - Información de los vendedores a los compradores de la asignación de oferta para cada Fuente de Suministro: día hábil 18 del Trimestre Estándar de negociación.
 - Compradores podrán presentar solicitudes de compra a los vendedores de las demás Fuentes de Suministro, pudiendo superar en la suma total que se solicite, la cantidad declarada al Gestor del Mercado. Día hábil 20 del Trimestre Estándar de negociación.
 - Contratos de duración menor a 1 trimestre completo y ejecución en los siguientes dos trimestres: se pueden negociar con duraciones de ejecución de una semana o diario sábado o domingo o festivo o mensual, actualización de precios, modalidades, etc. Se desarrollan entre días hábiles 29 al 50 del Trimestre Estándar de negociación..
 - Las negociaciones directas se cierran con el registro de los contratos, como máximo en el antepenúltimo día hábil del Trimestre Estándar de negociación.
- xxxiv. Se realiza la diferenciación en el Mercado primario entre las negociaciones y el registro de los contratos de suministro de campos en pruebas o sin declaración de comercialidad cuyas entregas de gas se ejecutan durante la realización de dicho período de pruebas, y el registro de los contrato de suministro inicialmente suscritos para campos en pruebas o sin declaración de comercialidad mediante la modalidad de Contrato Firme sujeto a Condiciones, cuyas entregas de gas se realizarán bajo una modalidad de tipo firme, una vez se haya declarado la comercialidad de las Fuente de Suministro y se cuente con Reservas de Gas Natural.
- xxxv. Se especifican las condiciones que se deben cumplir para el registro en el Mercado primario ante el Gestor del Mercado, de los contratos resultantes de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones.
- xxxvi. Se establece que los vendedores y los compradores que son partes de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, deberán comunicar al Gestor del Mercado, dentro de los

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

diez (10) días hábiles siguientes a que ocurra la suscripción, que se ha suscrito el contrato o acuerdo comercial o documento de compromiso asimilable.

xxxvii. La fecha de la entrega de la información al Gestor del Mercado de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones servirá de referencia para la determinación de los requisitos mínimos a aplicar a partir del inicio de la ejecución del suministro firme o con garantía de firmeza del contrato. Para efectos de lo anterior, se deberá anexar la copia completa del Contrato Firme sujeto a Condiciones y de la información con que se cuente de aquella establecida en el numeral 1.1 del Anexo 1 de la resolución definitiva.

xxxviii. Para efectos del posterior registro ante el Gestor del Mercado, a partir de la declaración de comercialidad de la Fuente de Suministro que respalda un Contrato Firme sujeto a Condiciones, se deberá cumplir con cada una de las siguientes condiciones:

- Declaración inicial de la PTDVF: el productor-comercializador podrá presentar ante el Gestor del Mercado, en cualquier momento del año, la primera declaración de la PTDVF de una Fuente de Suministro sobre la que se declara su comercialidad ante la autoridad competente, siempre y cuando la declaración sea realizada, en un plazo máximo de cinco (5) días hábiles contados a partir de la publicación de la declaración del Potencial de Producción de dicha Fuente de Suministro, por parte del Ministerio de Minas y Energía o por quien este delegue.
- Plazo máximo de registro de los contratos resultantes: los contratos deberán ser registrados en un plazo máximo de cinco (5) días hábiles, contados a partir de la declaración inicial de la PTDVF al Gestor del Mercado.
- La suma de las cantidades de los contratos de modalidades de tipo firme que se registran ante el Gestor del Mercado que resulten de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, para cada uno de los meses de ejecución de los contratos que se registran, no podrá ser superior a la cantidad inicialmente publicada para esos mismos meses de ejecución, de la Producción Comprometida, PC, en la primera declaración de Potencial de Producción de la Fuente de Suministro.
- La modalidad contractual del contrato que se registra resultante del Contrato Firme sujeto a Condiciones será aquella establecida en el Contrato inicialmente informado al Gestor del Mercado, y será libre.
- La duración de ejecución del contrato que se registra resultante del Contrato Firme sujeto a Condiciones será aquella establecida en el Contrato inicialmente informado al Gestor del Mercado, cuya ejecución podrá iniciar y terminar en cualquier momento del año.
- Los requisitos mínimos a aplicar en la ejecución del contrato que se registra resultante del Contrato Firme sujeto a Condiciones serán los establecidos por la CREG de acuerdo con el capítulo II del Título III de la resolución definitiva o de aquellas que la modifiquen o sustituyan, para la fecha en que se dio la información al Gestor del Mercado del Contrato Firme sujeto a Condiciones.

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

- Tipo de demanda a atender: podrá ser cualquier sector de consumo de gas natural, incluyendo los sectores de consumo definidos como parte de la Demanda Esencial por el Ministerio de Minas y Energía.
- La ecuación de actualización del precio de ejecución del contrato que se registra resultante del Contrato Firme sujeto a Condiciones será libre y podrá utilizar como referencia uno o varios índices de referencia nacionales o internacionales, acordados por las partes.

En caso de no cumplirse con las anteriores condiciones al momento del registro del contrato, el Gestor del Mercado deberá informarlo a las partes, abstenerse de registrar el contrato y dar aviso a las autoridades de vigilancia y control.

Adicionalmente, las partes del contrato o acuerdo comercial o documento de compromiso asimilable inicialmente informado al Gestor del Mercado deberán informar al Gestor del Mercado, con una periodicidad no mayor a seis (6) meses, la evolución del cumplimiento de las condiciones establecidas, para efectos de dar inicio a su ejecución en firme.

- xxxix. Excepto para los casos de contratos de modalidades de tipo firme para ser ejecutados en cualesquiera de los tres (3) días hábiles siguientes al día de su registro ante el Gestor del Mercado y siempre y cuando el contrato haya sido negociado dentro de los tres (3) días hábiles antes de su registro, todos los agentes que deseen hacer negociaciones directas en el Mercado secundario, están obligados a entregar la información establecida en este artículo, antes de adelantar cualquier negociación de compraventa y, en el caso de los vendedores, adicionalmente deberán informar si el gas es de origen nacional u obtenido en el exterior. En caso de no cumplirse con estos requisitos, el Gestor del Mercado deberá informarlo a las partes, abstenerse de registrar el contrato y dar aviso a las autoridades de vigilancia y control.
- xl. Las cantidades de suministro excedentarias contratadas por un comercializador en el Mercado primario o en el Mercado secundario, registradas para atender a la demanda regulada, deberán ser ofrecidas en primera instancia a los demás compradores del Mercado secundario que solicitan el suministro para atender directamente la demanda regulada de sus propios mercados de comercialización. En el caso de empresas comercializadoras en que exista vinculación económica, se podrán negociar prioritariamente dichas cantidades entre ellas, aplicando lo establecido en el artículo 4 de la Resolución CREG 112 de 2007.
- xli. En el caso de que no haya compradores que soliciten cantidades al comercializador que ofrece excedentes de cantidades compradas para atender su propia demanda regulada, el comercializador con excedentes podrá atender con ellos su propia demanda no regulada o negociarla con compradores que los destinen a atender demanda diferente a la demanda regulada. Para efectos de lo anterior, tanto los vendedores como los compradores incluirán en la información requerida en la resolución, qué cantidades están ofertadas como excedentes para atender demanda regulada y qué cantidades están solicitadas para atender demanda regulada, respectivamente.
- xlii. Se establece el procedimiento de priorización de Demanda Esencial y las ecuaciones de cálculo de las cantidades máximas a contratar con priorización.

- xliii. En forma transitoria para el primero y segundo Trimestres Estándar de negociación de suministro que ocurran con posterioridad a la entrada en vigencia de la nueva resolución, como medida adicional, durante el Trimestre en que se realizan las negociaciones de capacidad de transporte de acuerdo con la Resolución CREG 185 de 2020, se podrán negociar contratos de capacidad de transporte, en cualquier momento del Trimestre Estándar, cuya ejecución se limite a ser realizada durante ese mismo Trimestre Estándar.

El transportador realizará la contratación siguiendo el orden cronológico de la llegada de la solicitud de cada comprador, registrada por el Gestor del Mercado, mediante el formato destinado para ello y cobrará la pareja cien por ciento (100%) fijo que remunera inversión y el correspondiente cargo de AOM.

El solicitante de la capacidad de transporte deberá contar con cantidades del suministro contratado y registrado previamente, que requiere contar con la capacidad por el tramo de transporte, al que se le solicita la misma capacidad equivalente del contrato de suministro, en unidades de volumen.

- xliv. Se permite directamente la Comercialización Conjunta de la producción de Fuentes de Suministro nuevas costa afuera. Se retira en la resolución definitiva la autorización de Comercialización Conjunta en forma directa, para los Yacimientos No Convencionales que no han declarado comercialidad, en virtud de que a la fecha no hay desarrollos de explotación de este tipo de recursos en los escenarios de proyecciones de oferta del Estudio Técnico del Plan de Abastecimiento de Gas Natural publicado por la UPME.
- xliv. Se establece la obligación del registro de los contratos de consumo propio de los productores-comercializadores, dado el caso en que las cantidades contratadas eventualmente pudiesen ser comercializadas en el Mercado primario.
- xlvi. Teniendo en cuenta los plazos que se requieren para realizar los ajustes al SEGAS del Gestor del Mercado, para realizar las pruebas de dichos ajustes y para capacitar a los Participantes del mercado sobre su funcionamiento antes de que se inicie el primer Trimestre Estándar de Negociación, que será el correspondiente entre el 1 de junio de 2025 y el 31 de agosto de 2025, la aplicación efectiva de lo establecido en la resolución definitiva se iniciará a partir del 1 de junio de 2025. Por lo anterior, se seguirán aplicando las reglas de la Resolución CREG 186 de 2020 y de la Resolución CREG 102 013 de 2024.

5. CUESTIONARIO SIC

A partir de lo ya establecido en la resolución CREG 186 de 2020 y su modificatoria CREG 102 009 de 2024, sobre las que se recibieron los conceptos de abogacía de la competencia de parte de la SIC previos a su promulgación, así como de los comentarios recibidos al Proyecto de Resolución 702 003 de 2023 publicado y las modificaciones que, en consecuencia, se realizan al mismo, se desarrolla a continuación el cuestionario de Abogacía de la Competencia establecido por la Superintendencia de Industria y Comercio, que será incluido en el documento soporte de la Resolución definitiva.

Para lo anterior, se utilizará como base de referencia para atender las preguntas, el documento GUÍA PARA EL EJERCICIO DE LA ABOGACÍA DE LA COMPETENCIA: REVISIÓN DE

D – 902 116 DE 2025 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

PROYECTOS DE REGULACIÓN ESTATAL, publicada por la SIC (chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.sic.gov.co/sites/default/files/files/Nuestra_Entidad/Publicaciones/Guia_Abogacia_VF_Para_Publicacion.pdf) limitadas a aquellas reglas nuevas que surgen de la propuesta definitiva, no incluidas en las resoluciones CREG 186 de 2020 y 102 009 e 2024.



CUESTIONARIO DE ABOGACÍA DE LA COMPETENCIA - ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS

OBJETO DEL PROYECTO DE REGULACIÓN: Modificación Reglas del Mercado Mayorista de Gas Natural Resolución CREG 186 e 2020				No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:	
ENTIDAD QUE REMITE: CREG				FECHA: 19 de diciembre de 2024	
CUESTIONARIO					
PREGUNTA		SI	NO	EXPLICACIÓN	OBSERVACIONES
1.	¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:				
a)	Otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes.		NO		
b)	Establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta.		NO		
c)	Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio.		NO		
d)	Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas.		NO		
e)	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.		NO		

D – 902 116 DE 2025 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

f)		Incrementa de manera significativa los costos:				
	i)	Para nuevas empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o		NO		
	ii)	Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.		NO		
2.	¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:					
a)	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.			NO		
b)	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos.			NO		
c)	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.			NO		
d)	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.			NO		
e)	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.		SI			1. Permite directamente el uso de la "Comercialización Conjunta" de la producción de Fuentes de Suministro nuevas costa afuera y YNC, siempre que no hayan declarado la comercialidad ante la ANH a la entrada en vigencia, que permite que dos o más agentes comercialicen gas natural conjuntamente de manera que los autorizados conforman un solo vendedor. Actualmente, la

				Resolución CREG 093 de 2006 permite la Comercialización Conjunta, siempre que se cumpla un proceso previo de autorización ante la CREG para el caso específico. Lo anterior se establece por cuanto se considera que las reglas establecidas en la Resolución CREG 093 de 2006 como condición para que la CREG autorice la “Comercialización Conjunta” se cumplen necesariamente en este tipo de fuentes. En particular, que la producción de gas natural proveniente de un campo productor o de un contrato de explotación, en conjunto con las reservas probadas y la capacidad de producción existente al momento de la solicitud, sea necesaria para garantizar la seguridad en el suministro y que la Comercialización Independiente de la producción de gas natural en un proyecto, no hace factible la ejecución de las inversiones requeridas para desarrollar las reservas de un campo. Toto lo anterior razón a las enormes economías de escala necesarias para la exploración y explotación de este tipo de Fuentes de Suministro que requieren un cierre financiero conjunto entre los socios de cada contrato. 2. Permite el registro de contratos de modalidades no adoptadas por la CREG, cuando dichos contratos provengan a su vez de Contratos Firmes sujetos a Condiciones. Lo anterior en virtud de las reglas establecidas en el Decreto 1467 de 2024.

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

					3. Se permite la modificación de la declaración de PTDV en Pruebas, en cualquier momento, así como el registro en cualquier momento, de los contratos de campos en pruebas extensas o sin declaración de comercialidad que negocien la ejecución del suministro a realizarse durante dichas pruebas. Lo anterior por las características particulares de la explotación del gas natural durante el período de pruebas del campo, antes de la declaración de comercialidad. 4. En general, se está igualando para todas las Fuentes de Suministro el trato que actualmente se encuentra diferenciado para la comercialización del gas natural proveniente de ciertos tipos de Fuentes de Suministro, en razón de las condiciones particulares de la explotación de dichas fuentes.
f)	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial.		NO		
g)	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas.		NO		
3.	¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:				
a)	Genera un régimen de autorregulación o correulación.		NO		
b)	Impone la obligación de dar publicidad sobre información sensible para una empresa que podría ser conocida por sus competidores (por ejemplo precios, nivel de ventas, costos, etc.)		NO		

D – 902 116 DE 2025 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

CONCLUSIONES
La propuesta tiene por objetivo aumentar la eficiencia en las negociaciones del Mercado Mayorista, permitir el acceso a mayor cantidad de información relevante para estimular la competencia y la eficiencia en procesos de negociación de compradores y vendedores de dicho Mercado. De acuerdo con las respuestas dadas al cuestionario, se considera necesario enviar el proyecto del acto aprobado en sesión CREG 1363 del 19 de diciembre de 2024 a la Superintendencia de Industria y Comercio para el desarrollo de la abogacía de la competencia. Es de tener en cuenta que las medidas regulatorias propuestas que llevan a las respuestas afirmativas en el cuestionario llenado obedecen al cumplimiento de la política energética establecida por el Gobierno Nacional en el Decreto 1073 de 2015, recientemente modificado por el Decreto 1467 de 2024. Tales medidas corresponden con lo adicionado en los artículos 2.2.2.1.4 (Respaldo Físico, Cantidades Importadas Disponibles para la Venta – CIDV, Contrato Firme sujeto a Condiciones), artículo 2.2.2.2.1, artículo 2.2.2.2.16, artículo 2.2.2.2.20, parágrafo 2 del artículo 2.2.2.2.21, artículo 2.2.2.2.24 y el artículo 2.2.2.2.45.

Alternativa	Fundamento jurídico	Argumentos para cuestionar la alternativa	Análisis
Expedir la Resolución CREG como propuesta definitiva sin un nuevo proceso de consulta adicional	Desde el punto de vista material: Aplicando argumentos relativos a juicios sobre “unidad de materia e identidad flexible”, la propuesta regulatoria definitiva: i) Guarda relación con el contenido normativo original (reglas de comercialización del mercado mayorista de suministro Res. 186 de 2020). ii) Los cambios introducidos a la propuesta original guardan relación temática con los temas y/o materias de la propuesta original. iii) La propuesta original plantea modificaciones a 42 de los 43 artículos de la Res. CREG 186 de 2020. Los agentes pudieron plantear comentarios y observaciones sobre la totalidad de la materia objeto de regulación. iv) Las modificaciones definitivas provienen: a) de los comentarios recibidos a la propuesta de la Res. CREG 702 003 de 2023; b) son recogidos de propuestas regulatorias ya discutidas y/o vigentes (Res. CREG 102 004 de 2023, Res. 102 007, 009, 013 de 2024) sobre el mismo asunto (reglas de comercialización en el mercado mayorista suministro) que contaron con procesos de consulta y donde agentes pudieron hacer observaciones y comentarios sobre estos temas que hacen parte de la propuesta definitiva. Desde el punto de vista formal: Se han contado con 2 procesos de consulta (res. 221 de 2020 y 702 003 de 2023) y 4 procesos de consulta sobre medidas recogidas en la resolución definitiva y que se encuentran actualmente vigentes.	- Tiempo de evaluación entre la propuesta definitiva y su consulta. (18 meses aprox.) lo cual amerita o justifica un nuevo proceso de consulta. - Las modificaciones definitivas no se derivan exclusivamente del proceso de consulta de la Res. CREG 702 003 de 2023.	- Se busca: i) garantizar el principio de participación de los interesados en el proceso de toma de decisiones; ii) debido agotamiento del trámite de consulta como requisito para la debida expedición de los actos administrativos. - Se considera que existen argumentos suficientes desde el punto de vista material para la expedición de una propuesta definitiva a partir de la relación que existe a nivel de materias y asuntos propuestos y la decisión definitiva. - Desde el punto de vista formal, los agentes han podido hacer observaciones y comentarios a todo el contenido material de la propuesta definitiva, dentro de los procesos de consulta de las medidas regulatorias actuales. - Un nuevo proceso de consulta <u>reduce el nivel de riesgo</u>, sin embargo, esto genera reprocesos y afecta la eficacia de la propuesta regulatoria en cuanto a su aplicación si lo que se busca es su aplicación en el trimestre de negociación que inicia en marzo de 2025.

5. CONCEPTO SIC DE ABOGACÍA DE LA COMPETENCIA

La Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, dio concepto sobre el proyecto de resolución definitiva aprobada en la Sesión CREG 1363 de 2024, mediante comunicación recibida con el número de radicado interno CREG E-2025-000910, que tiene el número de radicado interno de la SIC 25-3557- -12-0 trámite: 396 evento: 0 actuación: 440, folios: 21, que se extrae a continuación:

D – 902 116 DE 2025 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



Bogotá, D.C.
1007

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO			
RAD:	25-3557- -12-0	FECHA:	2025-01-22 21:09:05
DEP:	1007 G.TR.ABOGACIA DECOMPE.A	EVE:	0 SINEVENTO
TRA:	396 ABOGACIA COMPETENCIA	FOLIOS:	21
ACT:	440 RESPUESTA		

Doctor
ANTONIO JIMÉNEZ RIVERA
Director
COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS
antonio.jimenez@creg.gov.co
creg@creg.gov.co

Asunto: Radicación: 25-3557- -12-0
Trámite: 396
Evento: 0
Actuación: 440
Folios: 21

Referencia: Concepto de abogacía de la competencia sobre el proyecto de resolución: "Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de gas natural" (en adelante, el **proyecto**).

Respetado Doctor:

En respuesta a la comunicación enviada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (en adelante **CREG**) el 7 de enero de 2025, la Superintendencia de Industria y Comercio rendirá concepto de abogacía de la competencia sobre el **proyecto** en los siguientes términos. Primero, se expondrán los antecedentes normativos de la iniciativa. Segundo, se enunciarán las razones presentadas por el regulador para su expedición. Tercero, se describirán las reglas del **proyecto** relevantes para el análisis. Cuarto, se presentará el respectivo análisis desde la perspectiva de la libre competencia económica. Por último, se formularán recomendaciones.

1. ANTECEDENTES NORMATIVOS DEL PROYECTO

1.1. Resolución CREG 93 de 2006¹

El artículo 1 de esta resolución estableció que la comercialización conjunta de gas natural se configura cuando, previa autorización de la **CREG**, dos o más agentes comercializan gas natural actuando como un único vendedor. Por su

¹ "Por la cual se modifican las Resoluciones CREG 057 de 1996 y 018 de 2002, y se dictan otras disposiciones."

Señor ciudadano, para hacer seguimiento a su solicitud, la entidad le ofrece los siguientes canales: Teléfono en Bogotá: 601 592 04 00 - Línea gratuita a nivel nacional: 01 8000 910 165 - Dirección: carrera 13 #27-00 piso 3, Bogotá D.C., Colombia - Teléfono: 601 587 00 00 - www.sic.gov.co - e-mail: contactenos@sic.gov.co



Nuestro aporte es fundamental al usar menos papel contribuyendo con el medio ambiente

D – 902 116 DE 2025 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



parte, el artículo 3 de dicha resolución fijó los criterios que la **CREG** debe evaluar para expedir dicha autorización. En concordancia, el artículo 4 estableció el procedimiento correspondiente para la expedición de la autorización de comercialización conjunta.

1.2. Resolución CREG 136 de 2014²

Esta resolución reglamentó los aspectos comerciales aplicables a la compraventa de gas natural mediante contratos firmes bimestrales en el Mercado Mayorista de gas natural. En el artículo 8 de la resolución se estableció que los vendedores y compradores sólo podrán negociar la compraventa de gas natural mediante contratos firmes bimestrales a través de subastas, las cuales se realizarán cada dos meses y estarán sujetas al reglamento establecido en el Anexo de esta resolución.

1.3. Decreto 1073 de 2015³

Este Decreto estableció las políticas, planes y programas públicos del sector de minas y energía en Colombia. El artículo 2.2.2.1.4 del decreto contempló dos tipos de contratos: El Contrato Firme o que Garantiza Firmeza⁴ y el Contrato Interrumpible o que no Garantiza Firmeza⁵. Así mismo, el decreto incluyó una modalidad de contrato firme denominada Contrato Firme Sujeto a Condiciones⁶. Por su parte, el artículo 2.2.2.2.16 del Decreto estableció que los agentes que atiendan la Demanda Esencial⁷ 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.

Además, dispuso que la **CREG** definirá, entre otros aspectos, los mecanismos que permitan a los agentes que atiendan la demanda esencial acceder a los contratos de suministro y/o transporte de gas natural. Adicionalmente, el

² "Por la cual se reglamentan aspectos comerciales aplicables a la compraventa de gas natural mediante contratos firmes bimestrales en el Mercado Mayorista de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural."

³ "Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía."

⁴ "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."

⁵ "Contrato Interrumpible o que no Garantiza Firmeza: Contrato escrito en el que un Agente no asume compromiso de continuidad del servicio de suministro de un volumen máximo de gas natural y/o de capacidad máxima de transporte de gas natural. Este servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en los términos definidos en el contrato."

⁶ Adicionado por el artículo 2 del Decreto 1467 de 2024. Por medio del Concepto de Abogada de la Competencia No. 24-324895, esta Superintendencia analizó el proyecto que dio lugar a dicho decreto. Al respecto, no se formularon recomendaciones relacionadas con la inclusión de la referida modalidad contractual.

⁷ Decreto 1073 de 2015. Artículo 2.2.2.1.4. "(...) 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."



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



artículo 2.2.2.2.24 del decreto estableció las excepciones a los mecanismos y procedimientos de comercialización de la producción total disponible para la venta (PTDV) y de las cantidades importadas disponibles para la venta (CIDV).

1.4. Resolución CREG 186 de 2020⁸

Esta resolución reguló los aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de gas natural. En términos generales, la resolución estableció las disposiciones aplicables a las negociaciones de suministro de gas natural tanto en el mercado primario como en el mercado secundario. En este sentido, se creó la figura del gestor del mercado, encargado del Boletín Electrónico Central - BEC⁹, la centralización de información transaccional y el reporte para el seguimiento del Mercado Mayorista de gas natural. También definió las modalidades contractuales permitidas y reguló la dedaración obligatoria de ofertas por parte de productores y comercializadores, entre otros aspectos.

1.5. Resolución CREG 102 004 de 2023¹⁰

Esta resolución estableció reglas transitorias para la comercialización de gas natural durante el período 2023-2024, permitiendo negociar contratos mediante modalidades como suministro con firmeza condicionada, opción de compra y contratos firmes CF95¹¹, C1¹² y C2¹³. Además, se reglamentaron los cálculos de

⁸ "Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de gas natural."

⁹ "Boletín Electrónico Central - BEC: página web en la que el gestor del mercado despliega información transaccional y operativa que haya sido recopilada, verificada y publicada conforme a los lineamientos de la presente Resolución. Es también una herramienta que permite a participantes del mercado intercambiar información para la compra y venta de gas natural y de capacidad de transporte de gas natural, con el propósito de facilitar las negociaciones en el mercado de gas natural y de dotar de publicidad y transparencia a dicho mercado."

¹⁰ "Por la cual se adoptan medidas transitorias en relación con los mecanismos y procedimientos de comercialización de gas natural de la Producción Total Disponible para la Venta en Firme (PTDVF) y de las Cantidades Importadas Disponibles para la Venta en Firme (CIDVF), conforme a lo establecido en la Resolución CREG 186 de 2020."

Por medio del Concepto de Abogacía de la Competencia No. 23-346292, esta Superintendencia analizó el proyecto que dio lugar a dicha disposición y concluyó que su expedición no generaría afectaciones negativas a la libre competencia económica. En consecuencia, no se formularon recomendaciones.

¹¹ "contrato escrito en el que el vendedor garantiza el servicio de suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural sin interrupciones, durante un período determinado, 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, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico."

¹² "contrato escrito en el que el vendedor garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural, con un componente fijo equivalente a un porcentaje de la cantidad máxima y un derecho del comprador a ejercer el porcentaje restante únicamente para su consumo y no para reventa. Corresponde a suministro sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico."

¹³ "contrato escrito en el que el vendedor ofrece el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural, en el que se garantiza una parte fija, porcentaje de la cantidad máxima, y la cantidad correspondiente al porcentaje restante se considera firme siempre y cuando exista la disponibilidad por la no ejecución de las opciones de contratos de suministro C1. Corresponde a suministro sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico, de acuerdo con las condiciones establecidas en la presente resolución."

Señor ciudadano, para hacer seguimiento a su solicitud, la entidad le ofrece los siguientes canales: Teléfono en Bogotá: 601 592 04 00 - Línea gratuita a nivel nacional: 01 8000 910 165 - Dirección: carrera 13 #27-00 piso 3, Bogotá D.C., Colombia - Teléfono: 601 587 00 00 - www.sic.gov.co - e-mail: contactenos@sic.gov.co



Nuestro aporte es fundamental, al usar menos papel contribuimos con el medio ambiente

D – 902 116 DE 2025 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



oferta remanente y las condiciones para subastas de contratos C1 y C2, permitiendo ajustes de precios por negociación directa.

1.6. Resolución CREG 102 007 de 2024¹⁴

Por medio de esta resolución se adoptaron, de manera transitoria y a corto plazo, medidas complementarias a las reglas contempladas en la Resolución CREG 186 de 2020. Esto con el fin de flexibilizar la contratación del suministro en el Mercado Mayorista de gas natural, permitiendo a vendedores y compradores desarrollar negociaciones directas que maximicen el uso de los volúmenes disponibles provenientes de todas las fuentes de suministro. Además, se estableció un procedimiento de priorización en las negociaciones directas para la asignación de las cantidades solicitadas por parte de los compradores que atienden directamente a usuarios que hacen parte de la demanda esencial.

1.7. Resolución CREG 102 009 de 2024¹⁵

Esta resolución modificó la Resolución CREG 186 de 2024 con el propósito de incorporar medidas regulatorias de carácter permanente orientadas a: otorgar mayor flexibilidad para las negociaciones en el mercado primario; proporcionar señales que reduzcan los excedentes de compra en el mercado primario; priorizar la atención de la demanda esencial por parte de los vendedores en el mercado primario; incrementar la suficiencia y transparencia de la información en las negociaciones del mercado secundario; y adecuar la regulación a lo dispuesto en el Decreto 484 de 2024¹⁶ en lo relativo a las excepciones a los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG.

1.8. Resolución CREG 102 013 de 2024¹⁷

Esta resolución estableció medidas para incrementar la oferta de gas natural en el mercado primario, con enfoque en el corto plazo, facilitando la colocación de suministro y atendiendo las necesidades inmediatas de la demanda.

¹⁴ "Por la cual se realizan adiciones transitorias a los aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de gas natural establecidos en la Resolución CREG 186 de 2020."
Por medio del Concepto de Abogacía de la Competencia No. 23-564444, esta Superintendencia analizó un proyecto de resolución que establecía una priorización en el suministro de gas en favor de la Demanda esencial y regulada. Al respecto, se recomendó al regulador evaluar si su aplicación pudiese generar un incremento en los precios del gas natural.
¹⁵ "Por la cual se modifica la Resolución CREG 186 de 2020."
Por medio del Concepto de Abogacía de la Competencia No. 24-316350, esta Superintendencia analizó el proyecto que dio lugar a dicha disposición y recomendó al regulador considerar la inclusión de un mecanismo de revisión periódica de las condiciones del Mercado Mayorista de gas natural en Colombia. Este mecanismo tendría como propósito evaluar la necesidad de mantener o ajustar los mecanismos de priorización, asegurando que su aplicación se limite exclusivamente a las circunstancias excepcionales previstas en la regulación sectorial.
¹⁶ "Por el cual se modifica el artículo 2.2.2.2.24 del Decreto 1073 de 2015, en relación con la disponibilidad de gas natural con destino a la demanda de gas eléctrica durante eventos de baja hidrología."
¹⁷ "Por la cual se establecen medidas adicionales a los aspectos comerciales del suministro y del transporte del mercado mayorista de gas natural establecidos en las resoluciones CREG 186 de 2020 y 185 de 2020."

Señor ciudadano, para hacer seguimiento a su solicitud, la entidad le ofrece los siguientes canales: Teléfono en Bogotá: 601 592 04 00 - Línea gratuita a nivel nacional: 01 8000 910 165 - Dirección: carrera 13 #27-00 piso 3, Bogotá D.C., Colombia - Teléfono: 601 587 00 00 - www.sic.gov.co - e-mail: contactenos@sic.gov.co



Nuestro aporte es fundamental, al usar menos papel contribuimos con el medio ambiente

D – 902 116 DE 2025 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



Especialmente en el contexto del despacho térmico y los bajos niveles de embalses. Estas medidas incluyeron la flexibilización de la duración y anticipación de los contratos, así como la posibilidad de negociar gas importado y usar indexadores para ajustar precios. A su vez, la resolución también buscó incentivar la oferta de gas en firme, promover la contratación de capacidad de transporte y reducir desviaciones negativas en contratos de transporte.

2. RAZONES PRESENTADAS POR EL REGULADOR PARA LA EXPEDICIÓN DEL PROYECTO

El regulador identificó varios problemas en el mercado primario y secundario de suministro de gas natural, así como otros problemas operativos asociados con el Mercado Mayorista de gas natural. En primer lugar, la **CREG** evidenció una inflexibilidad en los procesos y mecanismos de contratación vigentes. Este escenario estaría generando rigidez en los plazos y estructuras de comercialización, dificultando la adaptación del mercado a las dinámicas de oferta y demanda. Adicionalmente, resaltó la presunta inoperancia de los contratos tipo C1 y C2, destacando la necesidad de simplificar y flexibilizar los mecanismos de transacción para facilitar la entrada de gas importado y fomentar la competencia con la producción nacional.

En segundo lugar, el regulador identificó la existencia de reglas de comercialización diferenciadas entre campos de producción, lo que habría generado percepciones de inequidad y desventajas competitivas en el mercado, dado que muchas transacciones se habrían realizado bajo excepciones regulatorias que habrían favorecido ciertas fuentes de suministro. Así mismo, se identificó un desconocimiento generalizado de las necesidades específicas de la demanda, lo que ha dificultado la toma de decisiones informadas por parte de los agentes del mercado y estaría comprometiendo la transparencia. Esta situación se ve exacerbada por la ausencia de información oportuna y desagregada sobre las transacciones y balances del sistema.

En tercer lugar, el regulador identificó problemas en la interpretación y ejecución de contratos interrumpibles, lo que limitó su uso y afectó la firmeza del suministro para la demanda esencial. Así mismo, señaló una marcada asimetría de información entre los productores y otros participantes del mercado. Esta asimetría se vería reflejada en inconsistencias en los reportes y cobertura limitada de información disponible, afectando la transparencia y eficiencia del mercado.

Para abordar estas problemáticas, la **CREG** planteó ajustes a las reglas de comercialización mayorista, enfocándose principalmente en el mercado primario.



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



3. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El **proyecto** tiene como objetivo regular los aspectos comerciales del Mercado Mayorista de gas natural como parte del reglamento de operación de este recurso. Esta iniciativa establece disposiciones aplicables a las negociaciones para el suministro de gas natural, en armonía con los lineamientos de política pública establecidos en el Decreto 1073 de 2015¹⁸. En consecuencia, el **proyecto** sustituye medidas contenidas en la Resolución CREG 186 de 2020 e integra disposiciones vigentes como las previstas en la Resolución CREG 136 de 2014 y la Resolución CREG 102 013 de 2024. Cabe señalar que la resolución propuesta se fundamenta en ciertos desarrollos normativos¹⁹ expedidos por la **CREG** durante los últimos dos años²⁰.

Entre los principales cambios normativos introducidos por el **proyecto** se resaltan los siguientes:

- Se dispone que, para todas las fuentes de suministro de gas, los participantes serán libres de escoger el mecanismo de comercialización del gas, ya sea a través de mecanismos de concurrencia de interesados, negociaciones bilaterales o cualquier otra forma que lleve a los vendedores a determinar las cantidades, los precios y los compradores del suministro de gas en el mercado primario²¹, eliminando las subastas centralizadas. Además, se establece que todas las ofertas de venta en el Mercado Mayorista de gas natural deben ser reportadas al Gestor del Mercado, quien publicará la información al día siguiente. En caso de omisión, no se registrará el contrato resultante²².
- Se incorporan al mercado primario dos nuevas modalidades contractuales: el Contrato de Suministro Firme con Pago Mínimo del 80% (CF80)²³ y el Contrato de Suministro de Producción Total Disponible para la Venta en Pruebas²⁴, este

¹⁸ Proyecto, página 8.
¹⁹ Resolución 102 004 de 4 de septiembre de 2023; Resolución 102 007 de 21 de junio de 2024; Resolución 102 009 de 22 de agosto de 2024 y Resolución 102 013 de 29 de octubre de 2024.
²⁰ Proyecto, página 8.
²¹ Proyecto, "Artículo 18. Mecanismo de comercialización"
²² Proyecto, "Anexo 9. Principios de negociación de los contratos de suministro de gas natural", literal b.
²³ Proyecto, Artículo 3. "Contrato de suministro firme con pago mínimo del 80%, CF80: contrato escrito en el que el vendedor garantiza el servicio de suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural sin interrupciones, durante un período determinado, y el comprador se compromete a pagar en la liquidación mensual, como mínimo, el ochenta por ciento (80%) de la cantidad contratada correspondiente al mes, independientemente de que sea consumida o no, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere contar con Respaldo Físico y deberá estar suscrito únicamente entre los Participantes del mercado."
²⁴ Proyecto, Artículo 3. "Contrato de suministro de PTDV en Pruebas: contrato escrito en el que un productor-comercializador garantiza el servicio de suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural sin interrupciones, en un período determinado que ocurre solamente durante la ejecución de las pruebas extensas o antes de la declaración de comercialidad, según lo dispuesto en la presente resolución. Las partes podrán pactar el pago en la liquidación mensual, de un porcentaje mínimo de la cantidad contratada correspondiente al mes, independientemente de que sea consumida o no. Esta modalidad contractual no requiere contar con Respaldo Físico."

Señor ciudadano, para hacer seguimiento a su solicitud, la entidad le ofrece los siguientes canales: Teléfono en Bogotá: 601 592 04 00 - Línea gratuita a nivel nacional: 01 8000 910 165 - Dirección: carrera 13 #27-00 piso 3, Bogotá D.C., Colombia - Teléfono: 601 587 00 00 - www.sic.gov.co - e-mail: contactenos@sic.gov.co



Nuestro aporte es fundamental al usar menos papel contribuimos con el medio ambiente

D – 902 116 DE 2025 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



último en concordancia con el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015²⁵. Así mismo, se eliminan los contratos de suministro C1 y C2.

- Se dispone que el contrato con interrupciones²⁶ se considerará firme o que garantiza firmeza en un día de gas cuando se cumplan ciertas condiciones²⁷. Lo anterior sin eximir al prestador del servicio al usuario final del cumplimiento de lo establecido en el artículo 2.2.2.2.16²⁸ del Decreto 1073 de 2015²⁹. El cambio normativo propuesto busca resolver situaciones en las que, por razones coyunturales, los comercializadores encargados de atender la Demanda Esencial³⁰ no pueden garantizar contratos firmes. En estos casos, se permite la celebración de contratos con interrupciones para asegurar el suministro, siempre que se cumplan las condiciones previstas en la iniciativa normativa. Con esta modificación, los comercializadores pueden trasladar a la tarifa los costos asociados a contratos con interrupciones que, bajo las disposiciones de este nuevo artículo, son considerados con firmeza de un día. De esta forma, se proporciona una herramienta para enfrentar circunstancias excepcionales sin comprometer la continuidad en el suministro a los usuarios esenciales.

- Se autoriza directamente la comercialización conjunta de la producción de gas natural de fuentes costa afuera y de yacimientos no convencionales³¹.

- Se habilita que –en los casos en que se utilice el mecanismo de negociación directa sin la aplicación de un proceso de concurrencia de interesados– las ecuaciones para la actualización de los precios en los contratos, vigentes o

²⁵ Proyecto, "Artículo 8. Modalidades de contratos de suministro permitidos".

²⁶ Proyecto, Artículo 3. "Contrato de suministro con interrupciones, CI: contrato escrito en el que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad diaria en la entrega o recibo de una cantidad máxima diaria de gas natural durante el período contratado. El contrato se considera firme o que garantiza firmeza y que cuenta con Respaldo Físico en un día de gas, cuando se cumple con lo establecido en el artículo 38 de la presente resolución".

²⁷ Proyecto, Artículo 38. "Ejecución de contratos con interrupciones. El contrato con interrupciones se considera firme o que garantiza firmeza en un día de gas, cuando se cumple con cada una de las siguientes condiciones: i.) En desarrollo del ciclo de nominación del día previo al día de gas, la parte compradora nombra una cantidad de gas; y, ii.) La parte vendedora autoriza la cantidad de energía a suministrar en el día de gas siguiente. El contrato se considera que cuenta con Respaldo Físico, cuando en adición al cumplimiento de las condiciones anteriormente enunciadas, la Fuente de Suministro utilizada cuenta con Reservas de Gas Natural".

²⁸ "ARTÍCULO 2.2.2.2.16. Demanda Esencial. Los 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. Las cantidades de gas declaradas en virtud del artículo 2.2.2.2.21 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."

²⁹ Proyecto, "Artículo 38. Ejecución de contratos con interrupciones".

³⁰ De acuerdo con la política pública establecida en el Decreto 1073 de 2015, los agentes encargados de atender la Demanda Esencial están obligados a contratar exclusivamente con agentes que cuenten con respaldo físico. Este respaldo consiste en la garantía de que, al momento de ofrecer suministro para un período determinado, el agente dispone de los recursos necesarios para cumplir con sus compromisos contractuales. En el caso de los productores, el respaldo físico se basa en la existencia de Reservas de Gas Natural suficientes. Para los comercializadores, implica contar con contratos de suministro firme de gas natural. En cuanto a los transportadores, deben disponer físicamente de la capacidad de transporte necesaria para asumir y garantizar la firmeza de sus compromisos contractuales hasta el cese de las entregas.

³¹ Proyecto, "Artículo 24. Comercialización conjunta de la producción de Fuentes de Suministro nuevas costa afuera y YNC".

Señor ciudadano, para hacer seguimiento a su solicitud, la entidad le ofrece los siguientes canales: Teléfono en Bogotá: 601 592 04 00 - Línea gratuita a nivel nacional: 01 8000 910 165 - Dirección: carrera 13 #27-00 piso 3, Bogotá D.C., Colombia - Teléfono: 601 587 00 00 - www.sic.gov.co - e-mail: contactenos@sic.gov.co



Nuestro aporte es fundamental, al usar menos papel contribuimos con el medio ambiente

D – 902 116 DE 2025 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



nuevos, puedan aplicarse con la periodicidad mínima que acuerden las partes, la cual no podrá ser inferior a un trimestre estándar³². En caso de que no se logre un acuerdo se aplicarán las ecuaciones de actualización de precios establecidas en el Anexo 3 con el factor beta (β) igual a cero (0) y podrán ser aplicadas para una frecuencia periódica de como mínimo, un trimestre estándar³³.

4. ANÁLISIS DEL PROYECTO DESDE LA PERSPECTIVA DE LA LIBRE COMPETENCIA ECONÓMICA

La Superintendencia reconoce y valora el esfuerzo de la **CREG** en la estructuración del **proyecto**, el cual refleja una clara intención de garantizar el adecuado funcionamiento del Mercado Mayorista de gas natural en Colombia.

Es preciso destacar que la resolución propuesta fue elaborada mediante un proceso exhaustivo y participativo, en el que los diferentes agentes del mercado tuvieron una participación activa, contribuyendo de manera significativa a la formulación de las iniciativas regulatorias. Esta participación demuestra un enfoque regulatorio transparente en el que se busca equilibrar los intereses de distintos actores. Además, facilita la identificación temprana de posibles desafíos operativos y regulatorios, lo que permite ajustar la regulación de manera más efectiva antes de su implementación definitiva. En este contexto, se evidencia que el **proyecto** incorpora una evolución normativa sustentada en la aplicación de medidas previas³⁴ y en los aportes de los distintos agentes del sector. Para esta Autoridad, dicho enfoque refleja el compromiso de la **CREG** con la inclusión y la retroalimentación constructiva. Estos elementos son fundamentales para armonizar las reglas del mercado con los actuales lineamientos de política pública y con las condiciones presentes del sector, así como para fortalecer la confianza de los agentes en el marco normativo.

Ahora, desde una perspectiva económica, el **proyecto** aborda aspectos estructurales del Mercado Mayorista de gas natural que podrían llegar a

³² Proyecto, Artículo 3. "Trimestres Estándar: son los trimestres de diciembre a febrero, marzo a mayo, junio a agosto y septiembre a noviembre de cada año de gas."
³³ Proyecto, "Artículo 15. Actualización de precios".
³⁴ Proyecto, página 8. "Posteriormente a la recepción de comentarios del Proyecto de Resolución CREG 702 003 de 2023, la CREG publicó las siguientes resoluciones, todas ellas después de haberse surtido sendos procesos de consulta al público, de la recepción de los comentarios, del análisis de los comentarios y del concepto de la Superintendencia de Industria y Comercio de abogacía de la competencia, en los casos que a ello se encontró necesario: Resolución 102 004 de 4 de septiembre de 2023 por la cual se adoptan medidas transitorias en relación con los mecanismos y procedimientos de comercialización de gas natural de la Producción Total Disponible para la Venta en Firme (PTDVF) y de las Cantidades Importadas Disponibles para la Venta en Firme (CIDVF), conforme a lo establecido en la Resolución CREG 186 de 2020; Resolución 102 007 de 21 de junio de 2024 por la cual se realizan adiciones transitorias a los aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de gas natural establecidos en la Resolución CREG 186 de 2020, Resolución 102 009 de 22 de agosto de 2024 por la cual se modifica la Resolución CREG 186 de 2020 y Resolución 102 013 de 29 de octubre de 2024 por la cual se establecen medidas adicionales a los aspectos comerciales del suministro y del transporte del Mercado Mayorista de gas natural establecidos en las resoluciones CREG 186 de 2020 y 185 de 2020."

D – 902 116 DE 2025 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



contribuir positivamente al fortalecimiento de la dinámica competitiva. Por un lado, la inclusión de disposiciones que otorgan mayor flexibilidad contractual y una amplia libertad de comercialización a los participantes del mercado resulta relevante, pues permite a los agentes tranzar el gas bajo condiciones adaptadas a las especificidades del mercado y sus variaciones, incentivando la eficiencia en los acuerdos alcanzados. Este enfoque tiene el potencial de disminuir los costos de oportunidad derivados de restricciones comerciales rígidas (p.ej. subastas centralizadas en periodos específicos, límites en las duraciones de los contratos, modalidades contractuales poco efectivas). Es por esto que, al flexibilizar dichas restricciones, se incrementa la capacidad de los agentes económicos para adaptarse de manera eficiente a las fluctuaciones de la oferta y la demanda.

En particular, es importante destacar que la decisión de eliminar las modalidades contractuales C1 y C2 podría interpretarse como un paso hacia la optimización del marco normativo en el Mercado Mayorista de gas natural, en coherencia con un enfoque de mejora continua. Dicha decisión parece responder a la baja efectividad histórica de estas modalidades, que habrían presentado una limitada participación y resultados marginales en las dinámicas de contratación.³⁵ En este sentido, su eliminación podría contribuir a reducir potenciales fricciones o barreras comerciales que habrían restringido la capacidad de los agentes para negociar en condiciones más alineadas con sus necesidades operativas.

En el mismo sentido, la introducción de nuevas modalidades contractuales, como el contrato CF80, refleja un intento por abordar de manera más precisa las demandas del mercado, particularmente aquellas relacionadas con patrones de consumo variables o estacionalidad. Esto sugiere un esfuerzo por mejorar la asignación de recursos y la flexibilidad en las transacciones, elementos clave para optimizar la eficiencia económica del sector.

Adicionalmente, el **proyecto** incorpora una disposición que permite a los agentes del mercado proponer la inclusión de modalidades contractuales adicionales, sujeta a un análisis técnico y regulatorio por parte de la **CREG**³⁶. Esta iniciativa evidencia un compromiso con la adaptabilidad del marco regulatorio y la participación activa de los agentes en el diseño de herramientas contractuales. La posibilidad de incorporar nuevos instrumentos normativos, siempre que cumplan con requisitos mínimos previamente definidos, promueve un entorno regulatorio más dinámico y capaz de ajustarse a las necesidades cambiantes del mercado.

³⁵ Documento soporte aportado al trámite No. 25003557—0001100004. Página 42-43.

³⁶ Proyecto, artículo 8. "**Parágrafo 6.** Los Participantes del mercado de Gas Natural podrán solicitar a la CREG la inclusión de modalidades contractuales adicionales a las establecidas en la presente resolución para el mercado primario, la CREG procederá a su análisis y, de encontrarlo necesario y pertinente, procederá a su aprobación mediante Resolución aparte, siguiendo los procedimientos pertinentes que se desarrollan para las regulaciones de iniciativa CREG. Estas nuevas modalidades de contratos deberán cumplir con los requisitos mínimos de que trata el Capítulo II del Título III de la presente resolución."

Señor ciudadano, para hacer seguimiento a su solicitud, la entidad le ofrece los siguientes canales: Teléfono en Bogotá: 601 592 04 00 - Línea gratuita a nivel nacional: 01 8000 910 165 - Dirección: carrera 13 #27-00 piso 3, Bogotá D.C., Colombia - Teléfono: 601 587 00 00 - www.sic.gov.co - e-mail: contactenos@sic.gov.co



Nuestro aporte es fundamental, al usar menos papel contribuimos con el medio ambiente.

D – 902 116 DE 2025 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 línea con lo anterior, esta Autoridad considera que la eliminación de las subastas asociadas a los contratos C1, C2, bimestrales y con interrupciones no plantea preocupaciones desde la perspectiva de la libre competencia económica, dado los argumentos y datos presentados por el regulador³⁷.

En efecto, dichas subastas han evidenciado bajos niveles de participación y contratación, lo que refleja su limitada capacidad para cumplir con los objetivos de asignación eficiente de recursos en el Mercado Mayorista de gas natural.³⁸ Además, la flexibilidad normativa introducida en años recientes, al permitir la negociación directa de estas modalidades contractuales, desplazó aún más la utilidad de las subastas al ofrecer alternativas más adaptadas a las preferencias y necesidades del mercado.³⁹

En este contexto, se observa que la eliminación de las subastas no solo responde a su ineficiencia comprobada, sino que también se alinea con una evolución hacia instrumentos más ágiles y efectivos, diseñados para atender la demanda de gas natural de manera más precisa. De igual forma, el marco normativo propuesto introduce una mayor flexibilidad al dejar en manos de los agentes la decisión sobre qué mecanismo de comercialización utilizar, lo cual da tranquilidad a esta Superintendencia en la medida en que, si los participantes consideran eficiente el uso de las subastas desde su perspectiva racional y económica, teniendo en cuenta que dispondrá de información más detallada y actualizada, podrán seguir utilizándolas como mecanismo de comercialización. Por lo tanto, esta disposición no se percibe como una prohibición de las subastas, sino más bien como un reconocimiento de la capacidad de los agentes para evaluar y decidir el método más adecuado para sus necesidades, promoviendo la flexibilidad y confianza en las decisiones del mercado.

Por otro lado, el **proyecto** incluye medidas orientadas a incrementar la disponibilidad, periodicidad y precisión de la información, lo cual podría llegar a generar, en principio, dos efectos positivos. En primer lugar, contribuiría a reducir las asimetrías de información que inciden en la transparencia del mercado. El acceso a datos de mayor calidad podría disminuir las limitaciones al conocimiento que enfrentan los participantes, mejorando su capacidad para tomar decisiones y favoreciendo un entorno competitivo en igualdad de condiciones. Un mercado en el que las decisiones que toman los participantes están mejor informadas, tiende a lograr una asignación más eficiente de los recursos. Esto, a su vez, tiene el potencial de generar mayor confianza en la eficiencia alcanzada por las fuerzas mismas del mercado, reduciendo, eventualmente, la necesidad de intervenciones regulatorias adicionales. En este

³⁷ Documento soporte aportado al trámite No. 25003557—0001100004. Página 42-46.

³⁸ Documento soporte aportado al trámite No. 25003557—0001100004. Página 42-43. Según el regulador, la baja eficacia puede llegar a atribuirse a factores estructurales del mercado, entre ellos la falta de interés de los compradores y la fijación de precios de reserva que no incentivaron la participación activa de los agentes, resultando en una subutilización del mecanismo.

³⁹ Ídem.

Señor ciudadano, para hacer seguimiento a su solicitud, la entidad le ofrece los siguientes canales: Teléfono en Bogotá: 601 592 04 00 - Línea gratuita a nivel nacional: 01 8000 910 165 - Dirección: carrera 13 #27-00 piso 3, Bogotá D.C., Colombia - Teléfono: 601 587 00 00 - www.sic.gov.co - e-mail: contactenos@sic.gov.co



Nuestro aporte es fundamental, al usar menos papel contribuimos con el medio ambiente

D – 902 116 DE 2025 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 es importante señalar que la información desempeña un papel fundamental en el funcionamiento eficiente de los mercados. Sin embargo, cuando existe asimetría de información, es decir, cuando una de las partes en una transacción posee más o mejor información que la otra, pueden surgir ineficiencias y fallas de mercado. Estas situaciones pueden llevar a resultados indeseados desde el punto de vista de la eficiencia económica⁴⁰.

En segundo lugar, la mejora en la calidad de los datos del mercado puede proporcionar al regulador una base técnica más sólida, especialmente a nivel cuantitativo, para identificar dinámicas que podrían requerir intervención normativa. Con información más completa y actualizada, el regulador estaría en condiciones de intervenir de manera oportuna y precisa frente a aquellas fallas que el mercado no puede corregir por sí mismo. Esto contribuiría a la formulación de políticas públicas más alineadas con las necesidades actuales y futuras del mercado, fortaleciendo su capacidad de anticipación y respuesta ante escenarios cambiantes. Así mismo, un marco regulatorio basado en datos confiables genera mayor certidumbre para los agentes del mercado, quienes podrán prever con mayor claridad el alcance y la justificación de eventuales intervenciones regulatorias.

En este orden de ideas, esta Autoridad considera que el **proyecto** tiene una incidencia positiva al promover la eficiencia en la asignación de recursos y fortalecer las dinámicas competitivas en el Mercado Mayorista de gas natural.

La promoción de la eficiencia se evidencia en la eliminación de modalidades contractuales y comerciales que han demostrado ser ineficaces, así como en la introducción de herramientas contractuales más flexibles que permiten a los agentes operar bajo condiciones más alineadas con sus necesidades reales. Adicionalmente, el incremento en la libertad para seleccionar mecanismos de comercialización y la posibilidad de que los agentes propongan nuevas modalidades contractuales reflejan un marco regulatorio más abierto y adaptable. Este enfoque contribuye a reducir barreras de entrada y salida, fomentando esquemas de contratación más eficaces y dinámicos.

Por su parte, el fortalecimiento de las dinámicas competitivas se manifiesta en las mejoras en la claridad normativa que incorpora el proyecto y, especialmente, en la calidad y disponibilidad de la información. Estas medidas disminuyen las asimetrías informativas, lo cual resulta esencial para que los agentes puedan

⁴⁰ “La obligación de información podría corregir las fallas de mercado antes descritas. En primer lugar, puede reducir los costos de transacción ex ante y ex post, al obligar a las partes de un contrato a revelar cierta o toda la información relacionada con el intercambio. En segundo lugar, puede disminuir la incertidumbre acerca del comportamiento oportunista y los problemas de riesgo moral, selección adversa, asimetría de información, contratos incompletos, contratos imperfectos”. Devis-Cantillo, J., Gómez-Quiriones, M. del P., & López-Pontón, E. (2019). Obligación de información y asimetrías de información en el mercado bancario colombiano. *Revista de Economía Institucional*, 21(40).



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



tomar decisiones más informadas. Esto, a su vez, fomenta una competencia más equitativa y transparente en el mercado.

Sin perjuicio de lo anterior, la Superintendencia expondrá a continuación los riesgos que, desde la perspectiva de la libre competencia, pueden tener algunas reglas establecidas en el **proyecto**. Cabe resaltar que estos riesgos también fueron identificados por parte de la **CREG** en el análisis incluido en el cuestionario de abogacía de la competencia⁴¹.

4.1. Sobre la existencia de posibles tratos diferenciados

Esta Superintendencia coincide con el regulador en que algunas de las disposiciones previstas en el **proyecto** implican la introducción de un trato diferenciado. En particular, y tal como lo señala la **CREG**, dicho trato se refleja en los siguientes tres aspectos:

- i. Permitir el registro de contratos correspondientes a modalidades no adoptadas por la **CREG**, siempre que estos contratos provengan de Contratos Firmes Sujeto a Condiciones (Artículo 43 en concordancia con el numeral *vi* del literal c del Artículo 21 del **proyecto**).
- ii. Autorizar la modificación de la declaración de PTDV en Pruebas en cualquier momento, así como el registro de contratos asociados a campos en pruebas extensas o sin declaración de comercialidad, siempre que dichos contratos negocien la ejecución del suministro durante el período de pruebas (Parágrafo 3 del Artículo 21 del **proyecto**).
- iii. Permitir directamente la comercialización conjunta de la producción proveniente de fuentes de suministro nuevas costa afuera y de yacimientos no convencionales, siempre que dichas fuentes no hayan declarado su comercialidad ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos a la entrada en vigencia de la regulación (Artículo 24 del **proyecto**).

Para esta Autoridad, los literales *i* y *ii* no generarían preocupaciones desde la perspectiva de la libre competencia económica, con fundamento en lo siguiente:

Para iniciar, es importante entender que el **proyecto** introduce claridad normativa respecto a dos modalidades de contratación específicas aplicables a las fuentes de suministro asociadas a campos en pruebas o sin declaración de comercialidad: La primera consiste en la negociación y registro de contratos de suministro de gas cuyas entregas se ejecutan exclusivamente durante el período de pruebas; la segunda modalidad está relacionada con el registro de contratos de suministro inicialmente suscritos bajo la figura de Contrato Firme sujeto a Condiciones, los cuales adquieren firmeza y se ejecutan una vez se haya

⁴¹ Documento aportado al trámite No. 25-003557—0000300008. Páginas 33 – 35.

Señor ciudadano, para hacer seguimiento a su solicitud, la entidad le ofrece los siguientes canales: Teléfono en Bogotá: 601 592 04 00 - Línea gratuita a nivel nacional: 01 8000 910 165 - Dirección: carrera 13 #27-00 piso 3, Bogotá D.C., Colombia - Teléfono: 601 587 00 00 - www.sic.gov.co - e-mail: contactenos@sic.gov.co



Nuestro aporte es fundamental, al usar menos papel contribuimos con el medio ambiente

D – 902 116 DE 2025 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



declarado la comercialidad de la fuente de suministro y se cuente con la certificación de reservas de gas natural. Estas disposiciones reflejan un marco regulatorio adaptado a las particularidades técnicas y operativas de estas fuentes de suministro, permitiendo su participación en el mercado bajo condiciones específicas.

Con relación al literal *i*, es importante subrayar que la posibilidad de negociar Contratos Firmes sujetos a Condiciones fue introducida por el Decreto 1467 de 2024, que adicionó esta modalidad al artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015. A partir de este marco, el artículo 43 del **proyecto** busca armonizar este lineamiento de política pública con las disposiciones regulatorias sectoriales, estableciendo las condiciones que deberán cumplir los contratos resultantes al momento de su registro ante el Gestor del Mercado.

En esa medida, el trato diferenciado señalado por la **CREG** en el cuestionario de abogacía debe analizarse en el contexto del marco normativo del Decreto 1073 de 2015, que establece que para la comercialización de gas natural solo se reconocen dos tipos principales de contratos: el contrato en firme o que garantiza firmeza⁴², y el contrato interrumpible o que no garantiza firmeza. El contrato en firme se caracteriza por asegurar el suministro continuo de una cantidad máxima de gas natural durante un período determinado, sin interrupciones, y requiere de respaldo físico⁴³. El respaldo físico, a su vez, es la garantía de que, para el caso del productor, se cuente con reservas probadas⁴⁴ de gas natural, las cuales se certifican mediante la declaración de comercialidad de la fuente de suministro. En esa medida, las fuentes que aún no han declarado su comercialidad no pueden garantizar respaldo físico y, por ende, los productores no pueden cumplir con los requisitos para celebrar contratos en firme.

⁴² Decreto 1073 de 2015. Artículo 2.2.2.1.1. "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."

⁴³ Decreto 1073 de 2015. Artículo 2.2.2.1.1. "Respaldo Físico. Garantía de que, al momento de ofrecer suministro para un período dado, un productor cuenta con Reservas de Gas Natural, o que un comercializador cuenta con contratos de suministro firme de gas natural, o que un transportador cuenta físicamente con la capacidad de transporte para asumir y cumplir compromisos contractuales Firmes o que garantizan firmeza, hasta el cese de las entregas. Se entenderá que un comercializador de gas natural importado cuenta con Respaldo Físico, cuando al momento de ofrecer suministro para un período dado tiene un contrato que garantiza el acceso y derecho de uso a: (i) la capacidad de las interconexiones internacionales y/o (ii) la capacidad de las infraestructuras de regasificación."

⁴⁴ Decreto 1073 de 2015. Artículo 2.2.1.1.1.1.1. "Reservas de hidrocarburos: Reservas de crudo y gas que incluyen tanto los volúmenes de reservas probadas como las reservas no probadas." "Reservas probadas: Cantidades de hidrocarburos que, de acuerdo con el análisis de la información geológica y de ingeniería, se estiman, con razonable certeza, podrán ser comercialmente recuperadas, a partir de una fecha dada, desde acumulaciones conocidas y bajo las condiciones económicas operacionales y regulaciones gubernamentales existentes. Estas pueden clasificarse en reservas probadas desarrolladas y reservas probadas no desarrolladas. En general, las acumulaciones de hidrocarburos en cantidades determinadas se consideran reservas probadas a partir de la declaración de comercialidad."

Señor ciudadano, para hacer seguimiento a su solicitud, la entidad le ofrece los siguientes canales: Teléfono en Bogotá: 601 592 04 00 - Línea gratuita a nivel nacional: 01 8000 910 165 - Dirección: carrera 13 #27-00 piso 3, Bogotá D.C., Colombia - Teléfono: 601 587 00 00 - www.sic.gov.co - e-mail: contactenos@sic.gov.co



Nuestro aporte es fundamental, al usar menos papel contribuimos con el medio ambiente

D – 902 116 DE 2025 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



Para superar esta limitación, el Ministerio de Minas y Energía introdujo los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, que permiten a las fuentes de suministro sin declaración de comercialidad negociar compromisos de suministro a futuro. Estos contratos adquieren firmeza únicamente cuando se obtiene la declaración de comercialidad. De esta forma, desde la política pública se habilita la comercialización anticipada de volúmenes de gas provenientes de fuentes en etapas tempranas de desarrollo, incentivando nuevas inversiones sin contravenir las disposiciones regulatorias existentes.

Llegados a este punto, es importante señalar que la **CREG**, en el ejercicio de sus competencias legales, regula los aspectos comerciales y contractuales de las fuentes de suministro. Consciente de dicho marco legal de competencia, a través del **proyecto**, el regulador pretende establecer un mecanismo para armonizar los Contratos Firmes sujetos a Condiciones introducidos por el Ministerio de Minas y Energía con el marco regulatorio sectorial, asegurando que los contratos resultantes cumplan con los requisitos mínimos establecidos para su registro y ejecución.

Al respecto, cabe resaltar que el registro de contratos tiene un papel esencial en el esquema regulatorio, ya que garantiza que los contratos sean ejecutables dentro del marco normativo, evitando riesgos de incumplimiento o distorsiones en el mercado. Por esta razón, la regulación propuesta por la **CREG** asegura que los contratos resultantes de Contratos Firmes sujetos a Condiciones se integren al Mercado Mayorista de gas natural bajo principios de transparencia y eficiencia regulatoria. Este enfoque respeta la libertad contractual otorgada por el Ministerio de Minas y Energía y, al mismo tiempo, refuerza las disposiciones regulatorias destinadas a preservar la competitividad y el buen funcionamiento del mercado.

En síntesis, esta Autoridad entiende que el propósito del trato diferenciado identificado tiene un doble objetivo: armonizar las disposiciones introducidas recientemente por el Decreto 1467 de 2024 con la regulación sectorial, y garantizar que los contratos resultantes cumplan con los principios de transparencia y eficiencia que rigen el Mercado Mayorista de gas natural. Esto ofrece certidumbre jurídica a los agentes del mercado, y contribuye a la promoción de un entorno competitivo y equilibrado para todos los participantes.

Por lo anterior, desde la perspectiva de la libre competencia económica, esta disposición no genera preocupaciones. En lugar de otorgar ventajas indebidas, el trato diferenciado está diseñado para incentivar el desarrollo de nuevas fuentes de suministro, alineándose con los objetivos de política energética. Al mismo tiempo, asegura que el marco regulatorio preserve los principios de transparencia, neutralidad y eficiencia, garantizando que las dinámicas del mercado continúen beneficiando tanto a los agentes como a los consumidores.

Señor ciudadano, para hacer seguimiento a su solicitud, la entidad le ofrece los siguientes canales: Teléfono en Bogotá: 601 592 04 00 - Línea gratuita a nivel nacional: 01 8000 910 165 - Dirección: carrera 13 #27-00 piso 3, Bogotá D.C., Colombia - Teléfono: 601 587 00 00 - www.sic.gov.co - e-mail: contactenos@sic.gov.co



Nuestro aporte es fundamental, al usar menos papel contribuimos con el medio ambiente

D – 902 116 DE 2025 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



Respecto del literal *ii* se evidenció que, la flexibilización para modificar la declaración de PTDV en Pruebas, así como la posibilidad de registrar en cualquier momento los contratos asociados a campos en pruebas extensas o sin declaración de comercialidad que negocien el suministro durante dicho período, también son iniciativas que responderían a las características propias de la etapa de explotación de gas natural. En efecto, durante el período de pruebas, previo a la declaración de comercialidad, estas fuentes de suministro –aunque aún no cuenten con la certificación de reservas de gas natural– producen dicho recurso con una variabilidad inherente en su comportamiento productivo⁴⁵.

Así las cosas, las flexibilizaciones propuestas estarían alineadas con la política pública energética, que busca maximizar el aprovechamiento de estas fuentes mediante su comercialización bajo condiciones específicas. Estas medidas no solo estarían reconociendo las incertidumbres asociadas a su operación, sino que también asegurarían su contribución al suministro energético nacional en el corto plazo. Además, dichas flexibilizaciones podrían permitir a los agentes actualizar la información de producción de estas fuentes, según sea necesario; lo que puede generar beneficios para los formuladores de política pública y los reguladores, puesto que, al disponer de datos más precisos sobre la PTDV de gas en Colombia, se facilita una toma de decisiones más informada y eficiente en el ámbito regulatorio y energético.

En relación con el numeral *iii* que establece la posibilidad de permitir directamente la comercialización conjunta de la producción proveniente de fuentes de suministro nuevas costa afuera y de yacimientos no convencionales, esta Autoridad considera relevante presentar observaciones respecto a la potencial incidencia que esta disposición regulatoria podría tener en la dinámica competitiva del Mercado Mayorista de gas natural en Colombia. En este sentido, en la siguiente sección se profundizará al respecto.

4.1.1. Sobre la habilitación directa de la comercialización conjunta

4.1.1.1. Regla propuesta

El artículo 24 del **proyecto** establece que los socios de un contrato de asociación o los participantes de un contrato de exploración y producción de hidrocarburos, que cuenten con una fuente de suministro ubicada costa afuera o proveniente de un yacimiento no convencional, y que, a la fecha de publicación del **proyecto**, no hayan declarado la comercialidad de dicha fuente ante la **Agencia Nacional**

⁴⁵ Teniendo en cuenta que durante el período de pruebas previo a la declaración de comercialidad las fuentes de suministro aún no cuentan con la certificación de reservas, producen gas natural con una variabilidad que obedece a factores como la incertidumbre en las características del yacimiento, limitaciones técnicas asociadas a la fase exploratoria o ajustes operativos. Todos estos factores influyen en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas. Al respecto, ECOPETROL S.A. señaló que existen riesgos e incertidumbres en proyectos de gran envergadura cuando se trata de la explotación de gas natural proveniente de campos para los cuales no se ha declarado la comercialidad. Documento aportado al trámite No. 25-003557—0000300008. Página 283.



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



de Hidrocarburos - ANH, podrán comercializar la producción de gas natural de dicha fuente o de dicho contrato mediante la modalidad de comercialización conjunta definida en la Resolución CREG 093 de 2006 o en aquella que la modifique o sustituya. Para ello, no será necesario obtener la autorización prevista en el artículo 3 de la mencionada resolución.

4.1.1.2. Consideraciones de la Superintendencia de Industria y Comercio

La regla propuesta introduciría un trato diferenciado al eliminar la necesidad de autorización previa por parte de la **CREG** para la comercialización conjunta de gas natural proveniente de fuentes costa afuera y de yacimientos no convencionales, siempre que estas no hayan declarado su comercialidad al momento de la publicación del **proyecto**. En concreto, este trato diferenciado consiste en eximir a los socios de un contrato de asociación o los participantes de un contrato de exploración y producción de hidrocarburos del cumplimiento del procedimiento regulado en el artículo 4 de la Resolución CREG 093 de 2006, el cual exige demostrar el cumplimiento de los criterios establecidos en el artículo 3 de la misma resolución, los cuales son:

- “1. Que la producción de gas natural proveniente de un campo productor o de un contrato de explotación, en conjunto con las reservas probadas y la capacidad de producción existente al momento de la solicitud, sea necesaria para garantizar la seguridad en el suministro.
2. Que a los interesados no les es posible definir o modificar unilateralmente las condiciones de precios en el mercado.
3. Que la Comercialización Independiente de la producción de gas natural en un proyecto, no hace factible la ejecución de las inversiones requeridas para desarrollar las reservas de un campo.”

En relación con los tratos diferenciados, esta Superintendencia ha manifestado en reiteradas ocasiones que su existencia no constituye, *per se*, una restricción a la libre competencia económica, siempre que se encuentre debidamente justificada⁴⁶. En este sentido, al examinar las justificaciones presentadas por el regulador respecto a la regla propuesta, se observó lo siguiente.

Por un lado, se observó que la **CREG** señaló –en el cuestionario de abogacía de la competencia– que dicha regla se fundamenta en la consideración de que las condiciones establecidas en la Resolución CREG 093 de 2006 para autorizar la comercialización conjunta se cumplen necesariamente en este tipo de fuentes⁴⁷. El regulador evidencia que la producción de gas proveniente de un campo

⁴⁶ Superintendencia de Industria y Comercio. Concepto de abogacía de la competencia No. 21-347433. Reiterado en el concepto de abogacía de la competencia No. 23-334346, 24-259117, 24-282757, 24-373747, 24-452702, 24-547923.

⁴⁷ Documento aportado al trámite No. 25003557—0000300008. Página 34.

Señor ciudadano, para hacer seguimiento a su solicitud, la entidad le ofrece los siguientes canales: Teléfono en Bogotá: 601 592 04 00 - Línea gratuita a nivel nacional: 01 8000 910 165 - Dirección: carrera 13 #27-00 piso 3, Bogotá D.C., Colombia - Teléfono: 601 587 00 00 - www.sic.gov.co - e-mail: contactenos@sic.gov.co



Nuestro aporte es fundamental al usar menos papel, contribuir con el medio ambiente

D – 902 116 DE 2025 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 o de un contrato de explotación, junto con las reservas probadas y la capacidad de producción existente al momento de la solicitud, son indispensables para garantizar la seguridad en el suministro⁴⁸. Así mismo, el regulador también argumentó que la comercialización independiente de la producción de gas en un proyecto no permite viabilizar las inversiones requeridas para desarrollar las reservas de un campo, debido a las significativas economías de escala necesarias para la exploración y explotación de estas fuentes, las cuales exigen un cierre financiero conjunto entre los socios de cada contrato⁴⁹.

Por otro lado, en la documentación soporte se identificó como uno de los objetivos específicos del **proyecto**: promover la contratación futura del suministro de fuentes ubicadas costa afuera, de yacimientos no convencionales y de fuentes en el exterior. Esto se lograría otorgando flexibilidades particulares, considerando que el uso de dichas fuentes no se ha presentado hasta ahora y que los mecanismos actuales podrían no ser adecuados para su comercialización, dadas las particularidades necesarias para alcanzar la etapa de desarrollo pactada en los contratos de producción⁵⁰. Todo lo anterior, resultaría ser coherente con las problemáticas identificadas por la **CREG**, entre las que se destaca la estimación de que a mediano plazo podrían presentarse 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 natural⁵¹.

En este contexto, la Superintendencia comprende que la regla propuesta tiene como objetivo eliminar una barrera que podría retrasar o limitar la comercialización conjunta de la producción de gas proveniente de fuentes costa afuera y de yacimientos no convencionales. Según los análisis del regulador anteriormente expuesto, las particularidades de estas fuentes —como sus altos costos, la necesidad de economías de escala y el cierre financiero conjunto— implican que los criterios 1 y 3 establecidos en el artículo 3 de la Resolución CREG 093 de 2006 ya se cumplen de manera inherente. En este sentido, la habilitación automática planteada en el artículo 24 del **proyecto** resultaría razonable, ya que permitiría reducir tiempos y costos asociados al procedimiento actual⁵², haciendo más eficiente la incorporación de estas fuentes al Mercado

⁴⁸ Ídem.

⁴⁹ Ídem.

⁵⁰ Documento aportado al trámite No. 25003557—0001100004. Página 35.

⁵¹ Documento aportado al trámite No. 25003557—0001100004. Páginas 18-22.

⁵² Resolución CREG 093 de 2006. "ARTÍCULO 4o. ACTUACIÓN PARA EXPEDIR LA AUTORIZACIÓN PARA COMERCIALIZACIÓN CONJUNTA. Los socios de un campo productor o de un contrato de explotación que consideren que se presentan los criterios establecidos en el artículo 3o de esta resolución, podrán solicitar una autorización, para lo cual deberán: a) Remitir a la CREG la información señalada en el artículo 5o del Código Contencioso Administrativo, y la demás información que considere pertinente para demostrar que cumple con los criterios que establece el artículo 3o de esta resolución; b) Publicar dentro de los diez (10) días siguientes al envío de la totalidad de la información a la Comisión, en un diario de amplia circulación, o en uno de circulación nacional, un resumen de la solicitud presentada a la Comisión, con el fin de que los terceros interesados puedan presentar ante la CREG observaciones sobre tal solicitud, dentro del mes siguiente a la fecha de publicación. Adicionalmente, deberá enviar copia del aviso de prensa respectivo a la CREG."

Señor ciudadano, para hacer seguimiento a su solicitud, la entidad le ofrece los siguientes canales: Teléfono en Bogotá: 601 592 04 00 - Línea gratuita a nivel nacional: 01 8000 910 165 - Dirección: carrera 13 #27-00 piso 3, Bogotá D.C., Colombia - Teléfono: 601 587 00 00 - www.sic.gov.co - e-mail: contactenos@sic.gov.co



Nuestro aporte es fundamental, al usar menos papel contribuimos con el medio ambiente

D – 902 116 DE 2025 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



Mayorista de gas natural, a pesar de no contar con la declaración de comercialidad, y con ello, incentivando el incremento de la producción nacional de este recurso.

Sin perjuicio de lo anterior, la Superintendencia observa que, aunque los argumentos expuestos en la documentación soporte sugieren que las fuentes costa afuera y los yacimientos no convencionales podrían cumplir inherentemente con los criterios 1 y 3 del artículo 3 de la Resolución CREG 093 de 2006, sería pertinente contar con una justificación más detallada que permita dar mayor certeza sobre su aplicabilidad en todos los casos.

Adicionalmente, en la documentación soporte no se habría adicionado una justificación específica respecto al cumplimiento del criterio 2, relacionado con la imposibilidad de los interesados de definir o modificar unilateralmente las condiciones de precios en el mercado. Si bien se entiende que el trato diferenciado tiene un alcance limitado al aplicarse únicamente a las dos fuentes reiteradas y que no hayan declarado su comercialidad, sería valioso que el regulador profundizara en cómo, por la naturaleza de este tipo de fuentes de suministro, no sería factible que los actores involucrados puedan definir o modificar unilateralmente las condiciones de precios.

Desde la perspectiva de la libre competencia económica, el criterio 2 reviste especial importancia, ya que busca prevenir riesgos asociados a prácticas como la fijación de precios o la coordinación anticompetitiva entre agentes. Por esta razón, a continuación, se presentan consideraciones relacionadas con los posibles riesgos teóricos que podrían surgir al habilitar automáticamente la comercialización conjunta, sin un análisis previo que determine si los agentes involucrados tienen la capacidad o incentivos para definir unilateralmente las condiciones de precios en el mercado.

4.1.1.2.1. *Eventual incidencia competitiva que podría derivarse de la regla propuesta*

El criterio 2, contenido en el artículo 3 de la Resolución CREG 093 de 2006, reviste especial importancia, ya que confiere al regulador la facultad de evaluar si la comercialización conjunta podría generar o consolidar una posición dominante en el mercado. Conforme al artículo 45 del Decreto 2153 de 1992, una posición dominante se define como “la posibilidad de determinar, directa o indirectamente, las condiciones de un mercado.”

En este contexto, el principal riesgo en materia de libre competencia que podría surgir, desde una perspectiva teórica, es que al permitir la comercialización conjunta en los términos plasmados en el **proyecto**, se fortalezca o consolide una posición dominante en el Mercado Mayorista de gas natural, o incluso se permita que un agente adquiera dicha posición si no la tenía previamente. Ante



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



esta posibilidad, se derivan los riesgos asociados al ejercicio abusivo de una posición dominante, el cual tiende a ser perjudicial para el mercado y los consumidores.

La magnitud de la posible incidencia derivada de la comercialización conjunta dependerá de la estructura actual del mercado y de la cuota de mercado conjunta que los agentes participantes logren consolidar con el desarrollo de sus campos costa afuera y yacimientos no convencionales objeto de una eventual comercialización conjunta. Si los campos costa afuera o los yacimientos no convencionales involucrados en esta modalidad logran comercializar volúmenes significativos de gas natural, incluso bajo las limitaciones propias de no contar con una declaración de comercialidad, podrían capturar una proporción considerable del mercado total. En términos generales, a mayor participación, mayor será su influencia sobre las dinámicas competitivas del mercado.

Por su parte, aunque el propósito de esta medida es aumentar la oferta nacional de gas natural y mitigar riesgos de desabastecimiento físico y comercial, debe tenerse en cuenta que las restricciones en la oferta identificadas en el mediano plazo por el regulador⁵³ tiene la potencialidad de incrementar, de manera natural, el poder de negociación de los oferentes incumbentes en este mercado. Así las cosas, bajo un escenario de insuficiencia de oferta para satisfacer plenamente la demanda, los compradores enfrentarán opciones limitadas, lo que incrementará su dependencia de los agentes que controlan las fuentes de suministro disponibles. En este contexto, los comercializadores que operen bajo el esquema de comercialización conjunta podrían adquirir una ventaja adicional para influir en las condiciones del mercado, generando, teóricamente, mayores incentivos para elevar precios o imponer términos contractuales más favorables a sus intereses.

Así las cosas, esta Autoridad comprende la necesidad del regulador de diseñar incentivos que, alineados con la política pública actual, promuevan la oferta de gas natural en el país. De igual manera, reconoce la finalidad de la regla propuesta como una de las medidas orientadas a facilitar la comercialización del gas producido en campos sin declaración de comercialidad. En particular, es evidente que esta regla busca abordar las particularidades de dichas fuentes para fomentar su integración a la matriz minero-energética del país en el corto plazo. Simultáneamente, la medida envía señales de mercado a los agentes, incentivándolos a participar o expandirse en los procesos de exploración y explotación de gas natural en fuentes costa afuera y yacimientos no convencionales.

Sin perjuicio de lo anterior, y con base en el análisis realizado a lo largo de este capítulo, sería recomendable que el regulador, en primer lugar, robustezca la justificación para habilitar la comercialización conjunta. Esto implicaría presentar

⁵³ Documento aportado al trámite No. 25003557—0001100004. Página 18.

Señor ciudadano, para hacer seguimiento a su solicitud, la entidad le ofrece los siguientes canales: Teléfono en Bogotá: 601 592 04 00 - Línea gratuita a nivel nacional: 01 8000 910 165 - Dirección: carrera 13 #27-00 piso 3, Bogotá D.C., Colombia - Teléfono: 601 587 00 00 - www.sic.gov.co - e-mail: contactenos@sic.gov.co



Nuestro aporte es fundamental, al usar menos papel contribuimos con el medio ambiente

D – 902 116 DE 2025 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



una fundamentación más detallada que permita evidenciar con mayor certeza el cumplimiento de los tres requisitos establecidos en el artículo 3 de la Resolución CREG 093 de 2006, particularmente en lo relacionado con la capacidad de los agentes para influir unilateralmente en los precios. Este fortalecimiento generaría mayor confianza en la transparencia de la regulación, lo cual es crucial cuando se establecen disposiciones que implican un trato diferenciado.

En segundo lugar, de forma propositiva se sugiere que el regulador considere la implementación de un mecanismo de monitoreo continuo y específico sobre las operaciones de comercialización conjunta realizadas bajo la regla propuesta. Este monitoreo actuaría como una herramienta persuasiva, disuadiendo a los agentes de incurrir en prácticas que restrinjan la competencia, además de permitir la identificación oportuna de cualquier conducta que afecte la entrada o permanencia de competidores en el mercado, el bienestar de los consumidores o la eficiencia económica del sector.

En definitiva, estas recomendaciones buscan contribuir constructivamente al diseño de una regulación que, sin desatender los objetivos de política energética, fortalezca la competencia económica y promueva un entorno más transparente y eficiente para todos los agentes del mercado.

5. RECOMENDACIONES

Por las razones expuestas, se recomienda a la **CREG**, en relación con el artículo 24 del **proyecto**:

- **Ampliar** la justificación técnica, jurídica y económica para habilitar directamente la comercialización conjunta para los participantes de un contrato de exploración y producción de hidrocarburos, que cuenten con una fuente de suministro ubicada costa afuera o proveniente de un yacimiento no convencional, y que, a la fecha de publicación de la resolución propuesta, no hayan declarado la comercialidad de dicha fuente ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- **Considerar** la implementación de un mecanismo de monitoreo continuo y específico sobre las operaciones de comercialización conjunta realizadas bajo la regla propuesta.

Respetuosamente, se sugiere al regulador que el tratamiento de las recomendaciones aquí presentadas sea incorporado, de manera expresa, en las consideraciones del acto administrativo que se expida, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 2.2.2.30.7 y 2.2.2.30.9 del Decreto 1074 de 2015.

Para finalizar, se solicita amablemente a la **CREG** que, al expedir el **proyecto**, remita una copia de este acompañada con la última versión de su memoria justificativa, al correo electrónico grabogacia@sic.gov.co.

20

Señor ciudadano, para hacer seguimiento a su solicitud, la entidad le ofrece los siguientes canales: Teléfono en Bogotá: 601 592 04 00 - Línea gratuita a nivel nacional: 01 8000 910 165 - Dirección: carrera 13 #27-00 piso 3, Bogotá D.C., Colombia - Teléfono: 601 587 00 00 - www.sic.gov.co - e-mail: contactenos@sic.gov.co



Nuestro aporte es fundamental.
al usar menos papel contribuimos con el medio ambiente

D – 902 116 DE 2025 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



Cordialmente,

Firmado digitalmente por: INGRID
SORAYA ORTIZ BAQUERO
Fecha: 2025.01.22 21:09:24 COT
Razón: Doc Elect
Ubicación: CO

INGRID SORAYA ORTIZ BAQUERO
SUPERINTENDENTE DELEGADA PARA LA PROTECCIÓN DE LA COMPETENCIA
DESPACHO DEL SUPERINTENDENTE DELEGADO PARA LA PROTECCIÓN DE LA
COMPETENCIA

*Elaboró: Juan Londoño, Ligia Parrado
Revisó: Luisa Montero, Nicolas Iregui
Aprobó: Ingrid Ortiz*

Señor ciudadano, para hacer seguimiento a su solicitud, la entidad le ofrece los siguientes canales: Teléfono en Bogotá: 601 592 04 00 - Línea gratuita a nivel nacional: 01 8000 910 165 - Dirección: carrera 13 #27-00 piso 3, Bogotá D.C., Colombia - Teléfono: 601 587 00 00 - www.sic.gov.co - e-mail: contactenos@sic.gov.co



Nuestro aporte es fundamental,
al usar menos papel contribuimos
con el medio ambiente

**D – 902 116 DE 2025 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 al contenido del concepto recibido de la SIC, es necesario realizar algunas precisiones, en particular sobre el análisis del numeral 4.1.1.2. “Consideraciones de la Superintendencia de Industria y Comercio”, en lo siguiente:

- i. En el concepto de la SIC se incluye la siguiente afirmación: “(...) del procedimiento regulado en el artículo 4 de la Resolución CREG 093 de 2006, el cual **exige demostrar el cumplimiento de los criterios establecidos en el artículo 3** de la misma resolución, los cuales son: (...)” (subrayado en negrilla fuera de texto)
- ii. En la parte final del numeral en mención, se encuentra lo siguiente:

“Sin perjuicio de lo anterior, y con base en el análisis realizado a lo largo de este capítulo, sería recomendable que el regulador, en primer lugar, robustezca la justificación para habilitar la comercialización conjunta. Esto implicaría presentar una fundamentación más detallada que permita **evidenciar con mayor certeza el cumplimiento de los tres requisitos establecidos en el artículo 3 de la Resolución CREG 093 de 2006**, particularmente en lo relacionado con la capacidad de los agentes para influir unilateralmente en los precios. (...)” (subrayado en negrilla fuera de texto)

Al respecto, es necesario aclarar el alcance del texto del Artículo 3 de la Resolución CREG 093 de 2006 señalado, que es el siguiente:

“ARTÍCULO 3o. CRITERIOS PARA OBTENER UNA AUTORIZACIÓN DE COMERCIALIZACIÓN CONJUNTA. Para la expedición de las autorizaciones de la Comercialización Conjunta, **la CREG considerará los siguientes criterios**:

1. Que la producción de gas natural proveniente de un campo productor o de un contrato de explotación, en conjunto con las reservas probadas y la capacidad de producción existente al momento de la solicitud, sea necesaria para garantizar la seguridad en el suministro.
2. Que a los interesados no les es posible definir o modificar unilateralmente las condiciones de precios en el mercado.
3. Que la Comercialización Independiente de la producción de gas natural en un proyecto, no hace factible la ejecución de las inversiones requeridas para desarrollar las reservas de un campo.” (subrayado en negrilla fuera de texto)

Se observa en el texto transcrito, que no se especifica que la CREG requerirá del cumplimiento simultáneo o concurrente de los 3 criterios, para aprobar la Comercialización Conjunta que eventualmente le soliciten; solamente se dice que considerará los 3 criterios. Lo anterior se confirma con la claridad que se da en la respuesta al comentario 22 contenida en el documento CREG-099 de 2006, soporte de la Resolución CREG 093 de 2006, que dice (se extrae):

Comentario 22. En cuanto a los criterios del Artículo 3 sugiere definir si son concurrentes o si solo se requiere el cumplimiento de alguno de ellos para efectos de autorizar la comercialización conjunta. Solicitan aclarar a quien se refiere la Resolución como “interesado”. Sugiere eliminar la obligación de la publicación de la solicitud por parte del productor-comercializador. Solicita aclarar si el proyecto de resolución es de carácter general o particular.

Respuesta CREG. Los criterios que se establecen en el Artículo 3 de la Resolución CREG 111 de 2005, servirán de referencia para el análisis de las solicitudes de comercialización conjunta que se reciban en la Comisión. Teniendo en cuenta la particularidad de los proyectos de producción de hidrocarburos, para otorgar una autorización de comercialización conjunta, no necesariamente tienen que concurrir todos los criterios al mismo tiempo, y tampoco existe una prioridad de unos en relación con los otros.

Se observa del texto que se responde al comentario 22, en cuanto a los criterios establecidos en el Artículo 3, que **“no necesariamente tienen que concurrir todos los criterios al mismo tiempo, y tampoco existe una prioridad de unos en relación con los otros”** (subrayado en negrilla fuera de texto). Lo anterior permite dejar en claro el tema. Es por ello que el análisis inicial realizado por la CREG respecto de la posibilidad de ejercer la Comercialización Conjunta por parte de los socios de un Contrato de Asociación o los participantes de un contrato de exploración y producción de hidrocarburos, que a la fecha de publicación de la resolución definitiva no hayan declarado la comercialidad de dicha fuente ante la ANH, no hizo mención de los tres criterios establecidos, sino de dos de ellos.

Sin embargo, la diferencia anterior en cuanto a los criterios que se tiene en cuenta para la autorización de la Comercialización Conjunta, no implica en absoluto que la CREG no acoja las recomendaciones recibidas. Las recomendaciones de la SIC se acogerán por cuanto, a pesar de que la CREG había tenido en cuenta aspectos de temporalidad de las autorizaciones de la Comercialización Conjunta y, por tanto, de un seguimiento para aplicar o no dicha temporalidad, como se observa de las respuestas a los comentarios en el documento soporte de la Resolución CREG 093 de 2006, la CREG consideraba más adecuado que ambos aspectos fueran desarrollados caso por caso. En la recomendación de la SIC, se propone un mecanismo de monitoreo continuo y específico, que es algo semejante al propuesto por la CREG en el 2006, aunque implicando mayor generalidad, es decir, el alcance específico no es para cada proyecto en el que haya Comercialización Conjunta entre los participantes de un contrato de exploración y producción, sino en general para el conjunto de proyectos de las Fuentes de Suministro afectadas con la autorización directa de Comercialización Conjunta.

Por otra parte, para que haya un mecanismo de monitoreo que sea aplicable, se requiere desde un principio contar con la evaluación de los criterios tenidos en cuenta para la autorización de la Comercialización Conjunta, por lo que se hace pertinente incluir en este documento de soporte, el análisis de cada uno de los tres criterios para, con base en la evolución de ellos en el tiempo y en su ejecución, se pueda comparar si en el futuro, los criterios se siguen cumpliendo o no, y a partir de ello determinar si la autorización de la Comercialización Conjunta inicial se sigue manteniendo o no, para efectos de las negociaciones posteriores de contratos de suministro en el Mercado primario.

Para lo anterior se considera que la manera más efectiva de implementar las recomendaciones recibidas de la SIC, en particular la segunda, no es a solamente a través de la resolución definitiva del Proyecto de Resolución CREG 702 003 de 2023, sino también a través de una modificación de la Resolución CREG 093 de 2006 en que se trata de manera generalizada y para cualquier

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

tipo de Fuente de Suministro, los aspectos de la Comercialización Conjunta y en que se incluyen en dicha resolución otras reglas que hacen armonía con la Comercialización Conjunta. Dicha modificación también debe tener en cuenta dar la mayor claridad respecto de que los criterios a cumplir para solicitar autorización de la Comercialización Conjunta, no son necesariamente los 3 establecidos en forma concurrente obligatoria tal como lo entendió la SIC, sino uno o varios de ellos.

Ahora bien, un aspecto que reviste especial afectación en la propuesta de la CREG enviada a la SIC, proviene de la inclusión muy reciente por el Ministerio de Minas y Energía, mediante el Decreto 1467 de 2024, del Contrato Firme sujeto a Condiciones, puesto que no le corresponde a la CREG la regulación de ese tipo de contrato ni los mecanismos de comercialización, al negociarse en momentos y/o para períodos de ejecución en que para ello no existe la declaración de PTDV (puesto que no se cuenta con Reservas de Gas Natural) de la(s) Fuente(s) de Suministro. Así, la negociación que se menciona para el Contrato Firme sujeto a Condiciones es diferente de la negociación que se surte para los contratos de modalidades de tipo firme, para lo cual se requiere contar con Reservas de Gas Natural y para lo que, por sobre todo, ya ha habido una decisión de comercializar la Fuente de Suministro por parte de los socios del contrato E&P de la ANH, lo cual no ocurre en los Contratos Firmes sujetos a Condiciones.

En el desarrollo ministerial del Contrato Firme sujeto a Condiciones no se encuentra alguna disposición que limite la Comercialización Conjunta, por lo que en ese sentido y al menos en esa etapa de negociaciones, la CREG no establece reglas al respecto. Situación diferente ocurre cuando el comercializador de la Fuente de Suministro ya ha declarado su comercialidad y pasa a negociar contratos de modalidades de tipo firme, adicionales a los ya logrados mediante el Contrato Firme sujeto a Condiciones, para lo cual sí debe cumplir con los requerimientos de la CREG para la Comercialización Conjunta. A partir de lo anterior, y con base en las particularidades explicadas, es que se busca dejar claro la posibilidad de Comercialización Conjunta, buscando evitar una duda de quién debe aprobarla o en qué momento.

En conclusión, en la resolución definitiva se hará mención de que se debe cumplir lo establecido en la Resolución CREG 093 de 2006 o aquellas que la modifiquen o sustituyan, y será en modificación a dicha resolución, que se establecerá un *“mecanismo de monitoreo continuo y específico sobre las operaciones de comercialización conjunta realizadas bajo la regla propuesta”*, tal como lo recomienda la SIC, pero que también incluirá toda aquella Comercialización Conjunta que, en particular se apruebe o haya aprobado con base en la Resolución CREG 093 de 2006 o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Lo anterior con el fin de contar con un monitoreo que *“(…) actuaría como una herramienta persuasiva, disuadiendo a los agentes de incurrir en prácticas que restrinjan la competencia, además de permitir la identificación oportuna de cualquier conducta que afecte la entrada o permanencia de competidores en el mercado, el bienestar de los consumidores o la eficiencia económica del sector”*, como lo sugiere la SIC. Por supuesto, todo contrato que haya sido registrado a partir de la aprobación de Comercialización Conjunta de la resolución definitiva, no se afecta por lo que provenga del monitoreo que se realice, sino que será aplicable para las negociaciones de suministro para ejecución posterior.

Ahora bien, la autorización de la Comercialización Conjunta de la CREG no aplica para las negociaciones de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, como ya se ha explicado, sino para el registro ante el Gestor del Mercado de los contratos resultantes de las modalidades de tipo firme de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, los cuales se pueden registrar solamente después de haber declarado la comercialidad de las Fuentes de Suministro, y también

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

para la negociación de los nuevos contratos de suministro que se realicen después de haberse declarado la comercialidad de las Fuentes de Suministro, para aquellas cantidades de gas no contratadas previamente en los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, como yaa se ha explicado.

Es de tener en cuenta que la comercialización conjunta es una opción y no es una obligación y que la infraestructura necesaria para la producción y comercialización del gas natural normalmente es compartida para la Fuente de Suministro en los proyectos de costa afuera, por las grandes dimensiones de las inversiones a realizar y el riesgo que se trata de compartir.

A partir de lo anterior, se pasa a ampliar la justificación técnica, jurídica y económica para la aprobación de la Comercialización Conjunta, en los casos especificados en la resolución definitiva:

A. Análisis jurídico y regulatorio general:

i. En esta parte es fundamental considerar los diferentes momentos contractuales del suministro de cada proyecto o Fuente de Suministro, como ya se explicó. Así, se presentan dos tipos de contratos en momentos diferentes¹, pero que tienen como objetivo final el suministro en firme y sin interrupciones del gas natural para un determinado período específico de ejecución, en ambos casos entre las mismas partes:

- a. Previo a la declaración de comercialidad de la Fuente de Suministro, en la que se corren varios riesgos por parte del vendedor para que el contrato entre en ejecución del suministro y por eso se condiciona, siendo el principal el de no lograr el cierre financiero para declarar la comercialidad del proyecto, por una parte, y la obtención de los permisos y licencias. En esa etapa el riesgo de cierre financiero se mitiga en parte con la suscripción de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, que se lograrían con base en las reglas establecidas por el Ministerio de Minas y Energía en el Decreto 1467 de 2024, con los que se comprometen los compradores de parte del gas que podrá ser producido en la Fuente de Suministro, una vez declarada la comercialidad de dicha Fuente.

En el artículo 2.2.2.2.45 del Decreto 1073 de 2015, que hace referencia a los “*Mecanismos y procedimientos de comercialización de los contratos firmes sujetos a condiciones*” no se incluye alguna limitación para que los agentes comercialicen gas natural con independencia de sus socios o de otros agentes (comercialización independiente) o para que se comercialice el gas natural en forma conjunta a través de la conformación de un solo vendedor (Comercialización conjunta). En ese sentido, como ya se ha explicado, las reglas de la CREG al respecto se aplican para la comercialización de la PTDV, que se da para períodos futuros a cuando se declara la comercialidad de la Fuente de Suministro, en el caso que se negocie el suministro de gas en modalidades contractuales de tipo firme. Por tanto, las

¹ Se entiende para efectos de este documento, que los tipos de contratos son los que define el Ministerio de Minas y Energía en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, siendo los principales: i. Contrato Firme o que Garantiza Firmeza; ii.) Contrato Interrumpible o que no Garantiza Firmeza, y, iii.) Contrato Firme sujeto a Condiciones. Las modalidades contractuales de la CREG son desarrollo de esos tipos de contratos definido por el MME.

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

condiciones CREG de obligación de la Comercialización Independiente de la Resolución CREG 093 de 2006 no se pueden aplicar en estos contratos, y por tanto, la autorización de la CREG para el desarrollo de la Comercialización Conjunta no resulta consistente.

Es importante tener en cuenta que en esta etapa normalmente se compromete una parte de la producción futura del gas, en porcentajes mínimos que varían dependiendo de los criterios independientes de cada socio del contrato de exploración y producción.

- b. Con posterioridad a la declaración de comercialidad, cuando las reglas de contratación del suministro son las determinadas por la CREG, en la que los riesgos enunciados en el literal a. ya han sido mitigados pero surgen los riesgos derivados del desarrollo de la infraestructura necesaria para conectarlo al SNT, o de la realización de las plantas de tratamiento, o en general riesgos para el Desarrollo de las Operaciones y para el Desarrollo de la Producción. Asimismo, el riesgo principal comercial que se mantiene para el vendedor es el riesgo de demanda, es decir, la contratación del suministro de aquella parte de la oferta de gas que no fue contratada inicialmente mediante los Contratos Firmes sujetos a Condiciones. En esta condición de comercialidad es menos posible que la Comercialización Independiente no haga factible la ejecución de las inversiones requeridas para desarrollar las reservas de un campo, o en general, que haya la posibilidad de abuso de posición dominante o que la fuente de Suministro ya no sea necesaria para garantizar la seguridad del suministro. Para estos casos se establecerá un monitoreo de mantenimiento de la autorización dada para la Comercialización Conjunta.
- c. Los momentos contractuales anteriores descritos en los literales a. y b. coinciden necesariamente, para efectos del registro ante el Gestor del Mercado, de los contratos de modalidades de tipo firme resultantes de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones. Es de tener en cuenta que los Contratos Firmes sujetos a Condiciones no se registran como tales ante el Gestor del Mercado, sino que se le comunican, pues no son contratos ni de tipo firme ni de tipo interrumpible, que están sometidos al cumplimiento previo de condiciones para su posterior ejecución de tipo firme. Es a partir de la declaración de la comercialidad de la(s) Fuente(s) de Suministro que se pasan a registrar ante el Gestor del Mercado de inmediato los contratos resultantes, pues ya en ese momento se vuelven ejecutables, sin ninguna condición para ello.

Lo que debe ocurrir para ese momento, es que el Productor-comercializador primero debe declarar la comercialidad a la ANH de la(s) Fuente(s) de Suministro. A partir de ello, que ya cuenta con Reservas de Gas Natural declaradas, pasará a declarar el Potencial de Producción de la Fuente de Suministro al Ministerio de Minas y Energía, y por tanto, declara cantidades de PC (que son las cantidades comprometidas en los Contratos Firmes sujetos a Condiciones suscritos previamente) y declara cantidades de PTDV, que serán las negociables para contratos futuros. Pasa luego a declarar al Gestor el Mercado las cantidades de PC y de PTDV que considere, cuya suma inicial se declara como cantidades de PTDVF, y a partir de ello pasa a registrar ante el Gestor del Mercado los contratos

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

de modalidades de tipo firme resultantes de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones.

Es en esta etapa que, en caso de haberse utilizado la comercialización por un solo vendedor para los Contratos Firmes sujetos a Condiciones y en caso de seguirse usando para las negociaciones de nuevos contratos de suministro si así lo deciden los socios del Contrato de Exploración y Producción, se hace necesario que las cantidades de PTDFV de quienes conformaron el único vendedor conformado, se sumen entre ellos, a través de ese único vendedor constituido, para que el Gestor del Mercado pueda proceder al registro de la totalidad de tales contratos. Es en ese momento que se requerirá por el Gestor del Mercado al vendedor, la existencia de la autorización de la Comercialización Conjunta dada por la CREG, para validar que la suma de las cantidades agregadas del único vendedor de la PTDFV, permite registrar la totalidad de los contratos de tipo firme resultantes de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones.

Por tanto, la autorización de la Comercialización Conjunta que realiza la CREG, en la práctica se aplicará, por una parte, para efectos de poder registrar la totalidad de los contratos resultantes de tipo firme de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, que fueron negociados previamente mediante un solo vendedor. Por otra parte, servirá para efectos de la comercialización posterior de la parte de la producción futura de gas natural, que no fue registrada en los contratos resultantes de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones.

- ii. Ahora bien, para la autorización que se hace de la Comercialización Conjunta para las negociaciones y contrataciones de las cantidades de gas natural disponibles para la venta, PTDF y/o PTDFV, una vez registrados los contratos de tipo firme resultantes de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, como ya se explicó, en el artículo 3 de la Resolución CREG 093 de 2006 se establecen tres criterios que debe considerar la CREG para autorizar la Comercialización Conjunta de una o varias Fuentes de Suministro. El cumplimiento de dichos tres criterios no tiene que ser concurrente y no hay prioridad de un criterio sobre los demás criterios, como se menciona en el documento soporte de la Resolución CREG 093 de 2006. En ese sentido, con el cumplimiento de uno solo de los criterios especificados es posible la aprobación de la Comercialización Conjunta. Lo anterior no impide que los otros dos criterios deban ser tenidos en cuenta, pues siempre deben ser analizados, y que, se establezca un mecanismo de monitoreo de las autorizaciones dadas, solo que inicialmente en la Resolución CREG 093 de 2006 no se establece de modo específico ese mecanismo para aplicación general, sino que se deja su especificación para cada actuación regulatoria particular que se realice.

En la decisión de aprobación o no de la solicitud de Comercialización Conjunta en el marco de la Resolución CREG 093 de 2006, no hay una manera de contar con una medición totalmente objetiva que compare numéricamente los tres criterios enunciados, cuando entre ellos no hay convergencia en cuanto al impacto en la eficiencia de las transacciones del Mercado Mayorista y en cuanto a la afectación de la libre competencia, en particular del Mercado primario, en caso de autorizarse por la CREG una Comercialización Conjunta. Ello es así porque las características de cada contrato de exploración y producción, así como su conformación societaria, no los hace comparables en todos los casos, incluso por cuanto se da la situación que haya cesiones posteriores o cambios en la conformación de las partes de cada contrato o porque las minutas

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

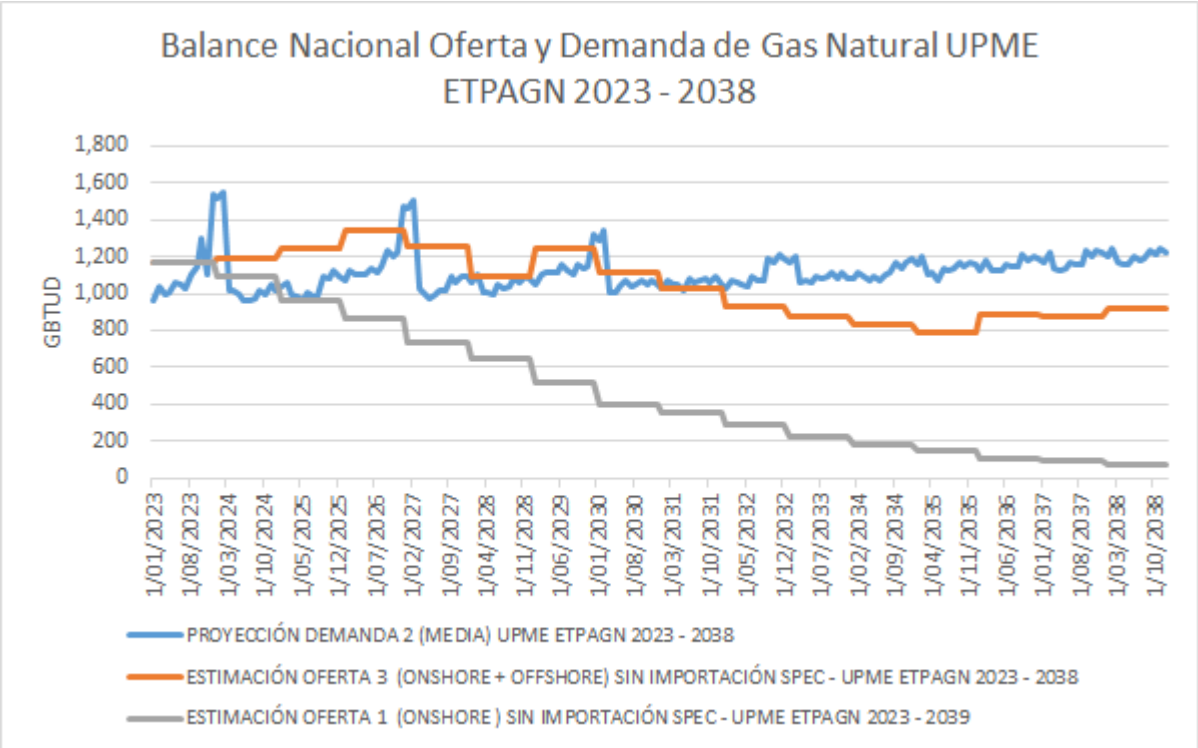
contractuales que utiliza la ANH varían en el tiempo. Sin embargo, si hay algunas situaciones comunes en el caso de las áreas consta afuera.

- iii. La no factibilidad de la ejecución de las inversiones requeridas para el desarrollo de las reservas de un campo ante la obligación existente de la Comercialización Independiente no necesariamente se logra demostrar para toda la vida útil del proyecto de explotación de gas, pues tal situación de no factibilidad puede originarse no solamente cuando el proyecto aún ni siquiera ha decidido declarar comercialidad, sino también se puede dar en cualquier momento posterior al de la declaración de comercialidad, por la necesidad, por ejemplo, de aumentar el nivel de inversiones en el proyecto para aumentar a su vez la tasa de recobro de la Fuente de Suministro, cuando se inicia su declinación natural de la producción.

B. Análisis de los criterios específicos del artículo 3 de la Resolución CREG 093 de 2006:

- i. Criterio 1 *“Que la producción de gas natural proveniente de un campo productor o de un contrato de explotación, en conjunto con las reservas probadas y la capacidad de producción existente al momento de la solicitud, sea necesaria para garantizar la seguridad en el suministro”*:
 - a. Con base en cálculos realizados a partir de los datos publicados por la UPME como anexos al Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023 – 2038 (ETPAGN 223 – 2038) en la dirección electrónica <https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/plan-abastecimiento-GN.aspx>, se obtiene el siguiente balance:

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



Se aprecia en la gráfica anterior, que la oferta 1, que incluye solo las proyecciones estimadas por la UPME con base en campos de producción actuales (potencial de producción publicado), a partir del año 2025, es inferior a la demanda proyectada del consumo interno. Dicha inferioridad se va aumentando de allí en adelante, y aún a pesar de proyectar que el gas natural de costa afuera nuevo (offshore) se pudiese producir a partir de los recursos contingentes declarados a la ANH a diciembre de 2023 del tipo 2C, se hace necesario importar gas de manera continua a partir del año 2032. Se concluye de lo anterior, que la producción de gas natural proveniente de los campos productores o de los contratos de explotación de costa afuera (offshore) son necesarios para garantizar la seguridad en el suministro.

Para todo lo anterior, es de tener en cuenta que el Estudio Técnico que realiza la UPME para la expedición del Plan de Abastecimiento de Gas Natural tiene por objeto identificar los proyectos necesarios a ejecutar en el Sistema Nacional de Transporte, SNT, para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural.

- ii. Cumplimiento del criterio 2: “Que a los interesados no les es posible definir o modificar unilateralmente las condiciones de precios en el mercado”.
 - a. En la resolución definitiva de las reglas del Mercado Mayorista se establecen negociaciones directas por cada vendedor, de manera que tales negociaciones y los plazos establecidos para ello, se desarrollen en forma independiente entre los vendedores mediante las cuales se busca aumentar la oferta de gas natural de producción nacional y limitar al máximo posible la necesidad de contratar gas importado para complementar el eventual faltante de gas nacional para la atención de

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

la totalidad de la demanda interna. A partir de lo anterior se espera lograr mayor competencia entre los vendedores de gas de producción nacional, en cuanto a mayores cantidades ofertadas y mayor número de vendedores y mayor independencia de las negociaciones, comparado contra lo que resultaría de no implementar las negociaciones directas. Asimismo, con ello se busca limitar la posibilidad de que el vendedor de la Comercialización Conjunta defina o modifique unilateralmente las condiciones de precios en el Mercado primario.

- b. En la resolución definitiva se establece que cuando la oferta es menor a la demanda en el mercado primario, para un Trimestre Estándar de ejecución futuro, se debe priorizar la atención de la Demanda Esencial en las negociaciones directas. En ese caso, para la demanda regulada de la Demanda Esencial (menos elástica que la demanda no regulada), se establece la asignación con el Precio de Reserva de las(s) Fuente(s) de Suministro. Por tanto, el precio de la demanda no regulada, que es más elástica y tiene más posibilidad de acceso y uso de sustitutos energéticos, se asigna a partir de dicho Precio de Reserva hasta alcanzar el Precio de Cierre, lo que implica que el vendedor que establece un Precio de Reserva alto corre el riesgo de no asignar toda su oferta con la demanda no regulada, lo que le puede implicar un menor nivel de contratación en firme y, por tanto, afectar negativamente sus reservas certificadas y su valoración en bolsa.
- c. La competencia en el mercado mayorista de gas natural también debe tener en cuenta los energéticos sustitutos, en particular para los usuarios no regulados, que conforman cerca del 75% (incluyendo consumos dedicados al sector petrolero y a las refinerías) de la demanda interna del gas natural, de tal modo que, ante una presión en los precios de oferta del suministro de gas natural de producción nacional, estos usuarios pueden acudir al gas importado o al uso de otros energéticos de producción nacional o importada, como son los combustibles líquidos, el GLP, el carbón o incluso la generación eléctrica con base en fuentes renovables.
- d. Puesto que, como es claro en la resolución definitiva de las reglas del Mercado Mayorista, la aprobación de la Comercialización Conjunta se da en el marco de la Resolución CREG 093 de 2006, y que la autorización directa de Comercialización Conjunta que se establece no exceptúa de la aplicación de dicha resolución a todo Participante del mercado sin excepción alguna, todo Participante del Mercado es sujeto de la Prohibición de Acuerdos que se establece en el Artículo 5 de la mencionada resolución CREG, independientemente de la autorización expedida por la CREG para la Comercialización Conjunta. En este artículo se precia lo siguiente:

“ARTÍCULO 5o. PROHIBICIÓN DE ACUERDOS. *Independientemente de la autorización expedida por la CREG, se prohíben los acuerdos que tengan por objeto o generen el efecto de restringir la competencia.* Se entiende que existe un Acuerdo restrictivo de la competencia, entre otros, cuando tienen por objeto o generan el efecto de:

i) Fijar directa o indirectamente precios en el mercado;

ii) Fijar directa o indirectamente posturas que alteren el resultado normal de los concursos licitaciones o subastas públicas;

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

iii) *Asignar cuotas de producción o de suministro;*

iv) *abstenerse de producir un bien o servicio o afectar sus niveles de producción;*

v) *Repartir mercados;*

vi) *Impedir a terceros el acceso a los mercados; y todos aquellos que otras normas pertinentes definan.” (subrayado en negrilla fuera de texto)*

Con la especificación de las reglas anteriores se busca, entre otros objetivos, mitigar los posibles efectos que podrían resultar de la generación o consolidación de la posición dominante de un agente en el mercado.

- e. No se debe dejar de lado que la participación del Estado a través de las Regalías y Derechos Económicos de la ANH hace que se cuente con una herramienta adicional en la diversificación de los vendedores del Mercado primario, en cuanto que el gas de las regalías, de acuerdo con el artículo 20 de la Ley 2056 de 2020, y de los Derechos Económicos, de acuerdo con las minutas de los contratos E&P, puede ser recaudado bien sea en dinero, como hoy en día se realiza, o en especie, como se realizaba antes del año 2014 a través de convenio de la ANH con Ecopetrol, quien se encargaba de comercializar el gas recaudado en especie. En el caso de recaudo en especie, la ANH puede volverse un importante nuevo participante del mercado en el Mercado primario, sobre todo porque tendría cantidades a comercializar necesariamente en todos los campos de producción del país en los que se pagan regalías y Derechos Económicos, reduciendo de esta manera la posición de los actuales vendedores de gas de producción nacional en el mercado primario, pues se entiende que cuando las regalías de la producción de gas natural son recaudadas en dinero, dicha comercialización la realizan y contratan los productores de gas.
- iii. Cumplimiento del criterio 3 *“Que la Comercialización Independiente de la producción de gas natural en un proyecto, no hace factible la ejecución de las inversiones requeridas para desarrollar las reservas de un campo”.*
- a. Dentro de los comentarios recibidos de Ecopetrol, que es socio en la mayoría de los contratos E&P de costa afuera, a partir del documento CREG-049 de 2021 de *“ANÁLISIS DE LA COMERCIALIZACIÓN MAYORISTA DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL DESDE LA EXPEDICIÓN DE LA RESOLUCIÓN CREG 089 DE 2013 A LA FECHA Y SUS PERSPECTIVAS DE MEJORA”*, publicado con la Circular CREG 031 de 2021, en el que la CREG inicialmente propuso medidas para mejorar la eficiencia del mercado, se presentaba el siguiente en atención a lo mencionado en el numeral 2.3.5.2 y al numeral 5.1.3.8, respecto de permitir la comercialización conjunta en nuevos proyectos de costa afuera:

“En primer lugar, destacamos positivamente esta propuesta porque el desarrollo de áreas costa afuera depende en gran medida de que compañías con amplia experiencia en la actividad participen en dichos proyectos. Algunas de estas compañías no tienen un despliegue comercial en el país, por lo que la posibilidad de apalancarse en la experiencia de compañías que participan en el mercado local

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

facilita al cierre financiero de dichos proyectos, y así a la viabilización de proyectos y sus recursos y reservas asociadas.”

- b. Los niveles de riesgo en la ejecución de los proyectos de costa afuera son muy superiores a los proyectos continentales convencionales, no solo por los niveles de inversión requeridos, los riesgos tecnológicos, los riesgos de las Operaciones de Desarrollo y las Operaciones de Producción, sino también por los requisitos exigidos para el otorgamiento de permisos y licencias y la falta de experiencia institucional en esos proyectos. Lo anterior puede llevar a la exigencia interna entre los socios del contrato E&P para el momento de la decisión final de inversión para la declaración de comercialidad del campo, y ya luego en la etapa de desarrollo y producción, de que se deba desarrollar un esquema de comercialización conjunta que busque mitigar y compartir de manera más eficiente entre los socios del Contrato E&P, los efectos causados por este mayor nivel de riesgo en cada proyecto.
- c. El período de ejecución de los contratos de suministro, por las condiciones anteriores, es de muy largo plazo, con el fin de reducir el riesgo comercial de demanda y asegurar ingresos que viabilicen las inversiones necesarias iniciales de desarrollo del proyecto. Se requieren, por tanto, reglas de largo plazo o reglas que den seguridad y estabilidad a las negociaciones de largo plazo.
- d. Por otra parte, cualquier aumento del riesgo o percepción del riesgo en la actividad de comercialización del gas natural implica un aumento o reducción del precio a negociar en el contrato de suministro. La autorización de la CREG de Comercialización Conjunta busca reducir esa percepción de riesgo regulatorio de parte de los socios del contrato E&P e incentivar así la toma de la decisión final positiva de inversión para la declaración de comercialidad del proyecto.

6. ANÁLISIS DE IMPACTOS

En el paquete de las medidas definitivas se incluyen varias 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 del procedimiento para la priorización de la Demanda esencial, primordialmente.

Las medidas definitivas que se adoptan 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

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

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 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, así como con la realización de uno o varios talleres, y un contenido más ejemplificado del 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, de hecho, se espera que en caso de que se presenten incrementos de precios por la natural presión resultante de una oferta apretada, ellos sean menores a los que ocurrirían en caso de no expedir las nuevas medidas de comercialización. Además, 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 a nivel nacional, 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 respecto a lo que ocurriría si no se adoptan las medidas propuestas.

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.

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

ANEXO

ANÁLISIS DE COMENTARIOS RECIBIDOS

1. Artículo 1

1.1 ACP

“Considerando el alcance que se le da a la comercialización de gas a la atención del servicio público domiciliario de gas combustible, ¿Cuáles son las implicaciones e impactos que prevé el regulador de esta modificación en el objeto frente a las disposiciones aplicables en la ley 142 de 1994?”

Respuesta:

No es claro el comentario, con respecto a qué disposiciones de la Ley 142 de 1994 se sugiere que son aplicables en el objeto del texto propuesto de resolución. La modificación propuesta se fundamenta en que el objeto de la reglamentación no se limita a considerar aspectos del Mercado primario y del Mercado secundario sino, por sobre todo, a aspectos de negociación y contratación de la actividad complementaria de comercialización desde la producción, que buscan cumplir con la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible al usuario final, en los términos de la Ley 142 de 1994.

1.2 ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.

"El Objeto de la resolución menciona que contiene el conjunto de disposiciones aplicables a las negociaciones del suministro de gas natural a ser utilizado como combustible para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible.

Se debería corregir la definición o dar alcance a los demás usos que se le da al gas natural."

Respuesta:

En el párrafo del artículo 1 se establece la limitación que, en virtud de la Ley, se establece a la regulación aplicable de la CREG, especificando ciertos destinos de uso del gas natural.

1.3 Gases del Llano S.A.E.S.P. BIC

“¿Cuando se habla de "servicio público domiciliario" hace referencia a todos los tipos de uso (residencial, comercial, industrial, GNCV, generación)?”

Respuesta:

Cuando se hace mención del servicio público domiciliario de gas combustible, se debe entender en el marco de las definiciones incluidas en el artículo 14 de la Ley 142 de 1994, incluyendo las actividades complementarias del servicio, así como en las limitaciones a la regulación que surge en virtud de la Ley 142 de 1994, establecidas en la Ley 401 de 1997.

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

1.4 Gases del Oriente SA ESP

"Se habla de un trimestre de negociación, con los respectivos tiempos para dar cumplimiento a las declaraciones y la asignación del suministro, mas sin embargo no se es claro cuando tiempo hay entre el trimestre de negociación y el de ejecución.

Es importante tener en cuenta los tiempos de los trimestres de transporte en especial si se presenta congestión contractual y solo se asigna el suministro, como hace el comprador para adquirir el transporte?. "

Respuesta:

El tiempo que transcurre entre el Trimestre Estándar de negociación y el Trimestre Estándar de inicio de ejecución del contrato que se negocia en dicho Trimestre de negociación no está limitado. La negociación que se desarrolla en el Trimestre Estándar de negociación puede corresponder a un inicio e ejecución de cualesquiera de los siguientes 40 Trimestres Estándar de ejecución al Trimestre Estándar de negociación. En los textos de la resolución definitiva se utiliza un texto con mayor especificación sobre el tema.

Con respecto a la contratación de la capacidad de transporte, en la Resolución CREG 185 de 2020 y sus modificatorias, así como en la Resolución CREG 001 de 2021 se establecen los mecanismos para la contratación ante congestión contractual de capacidad de transporte. Un elemento sustancial en la ampliación de capacidades de transporte corresponde a la determinación de los proyectos de infraestructura de transporte, que son adoptados por el MME en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, precisamente en consideración a estas futuras situaciones de congestión y de factor de utilización de expansiones de capacidad para atender el transporte de largo plazo y los cambios de Fuentes de Suministro actuales a las futuras.

1.5 GESTOR DEL MERCADO

"Para el párrafo, sugerimos que quede explicitó que para el "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" aplican los reportes de información operativa al Gestor del Mercado."

Respuesta:

En la resolución definitiva se establece la obligación a los vendedores del Mercado Mayorista, tanto del Mercado primario como del Mercado secundario, de la declaración de la información de los contratos de suministro de gas natural, cuyas negociaciones no son sujeto del reglamento del Mercado Mayorista, en razón a que afectan el funcionamiento del Mercado Mayorista, directa o indirectamente.

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

1.6 OPTIMA CONSULTORES

“Se solicita a la Comisión esclarecer el propósito de la inclusión de la definición “Comercializador de GNCV” en el artículo 3 del Proyecto de Resolución. La participación de este tipo de agente en la Comercialización del Mercado Mayorista de Gas Natural es bajo su rol de Usuario No Regulado - UNR (Resolución CREG 018 de 2004) que, a su vez y como es frecuente en la práctica, adquiere suministro en el Mercado Minorista por medio de un Comercializador cuyas reglas se establecen en Resolución aparte (Resolución CREG 123 de 2013). Genera ruido entrar a definir en las reglas de la Comercialización del Mercado Mayorista un usuario específico del grupo de UNR que también participa en la Comercialización del Mercado Minorista donde aplican condiciones diferentes. Esta última distinción es además explícita en el numeral 4.22 del Documento Soporte del Proyecto de Resolución: el Mercado Minorista no es parte del Mercado Mayorista.”

Respuesta:

Se retiró del texto definitivo la inclusión de la definición de “Comercializador de GNCV” que buscaba dejar en claro, primero que es una definición del Decreto 1073 de 2015 y segundo, dejar claro que un comercializador de GNCV no es un comercializador de gas, ante comentarios recibidos por la CREG en comunicaciones recibidas respecto de este sector de usuarios.

1.7 OPTIMA CONSULTORES

“En línea con la aclaración que hace la Comisión en el numeral 4.22 del Documento Soporte del Proyecto de Resolución respecto a que el Mercado Minorista no es parte del Mercado Mayorista de Comercialización de Gas Natural, resulta confuso dar aplicación al parágrafo 3 del artículo 7 de la Resolución CREG 123 de 2013 que establece que “Un generador térmico, además de participar en el Mercado Mayorista de energía eléctrica, también actuará como comercializador en el Mercado Mayorista de gas natural cuando realice la venta de gas natural y/o de capacidad de transporte en: i) el Mercado secundario a través de los mecanismos establecidos en la Resolución CREG 089 de 2013 diferentes a los definidos en los artículos 44, 45 y 46 de la misma resolución; o ii) el Mercado Minorista de gas natural, a usuarios regulados o no regulados. En cualquiera de estos casos el generador térmico deberá registrarse ante el Gestor del Mercado, para lo cual deberá dar cumplimiento a lo establecido en este artículo”.

Se solicita a la Comisión rectificar los mecanismos de comercialización habilitados para un Generador Térmico que sale a vender excedentes como Comercializador en el Mercado Secundario del Mercado Mayorista de Gas Natural. Vemos necesario que la actualización del reglamento de Comercialización del Mercado Mayorista de Gas Natural vincule esta excepción.”

Respuesta:

No es claro en el comentario a qué se requiere rectificar por parte de la CREG respecto de los usuarios no regulados que son generadores térmicos, en el reglamento del Mercado Mayorista. Lo anterior por cuanto se trata de un aspecto que ya está precisado en la Resolución CREG 123 de 2013, como se menciona en el comentario. El texto propuesto, al igual que el texto vigente al respecto, es claro en señalar que, si un usuario no regulado que pertenece al sector térmico

D – 902 116 DE 2025 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

desea vender gas en negociaciones directas en el Mercado secundario, no puede hacerlo como usuario no regulado, sino que debe constituirse como comercializador de gas ante la SSPD e informarlo al Gestor del Mercado, para que proceda en las negociaciones directas como comercializador, y no como usuario no regulado.

1.8 OPTIMA CONSULTORES

“Con propósito de garantizar la confiabilidad del Gas Natural Importado - GNI se solicita a la Comisión relacionar en la definición de “Respaldo Físico de gas obtenido en el exterior” del artículo 3 del Proyecto de Resolución la capacidad de almacenamiento y los tiempos de aprovisionamiento del GNI contratado que garantizan firmeza en las negociaciones.”

Respuesta:

En el texto definitivo se establece la definición de Respaldo Físico con base en lo definido actualmente en el Decreto 1073 de 2015 (modificado por el Decreto 1467 de 2024), aplicable a los productores de gas de origen nacional. En el caso del gas importado, en el texto definitivo se deja claro que los contratos registrados con base en la CIDVF de un Comercializador de gas importado, cuentan con Respaldo Físico, para lo cual se incluyen:

- i. Condiciones para la declaración de CIDVF: La oferta de CIDVF deberá estar respaldada, previamente a la declaración que se realice al Gestor del Mercado, con contratos que garantizan al Comercializador de gas importado el acceso y derecho de uso a: (i) la capacidad de las interconexiones internacionales y/o (ii) la capacidad de las infraestructuras de regasificación; y,
- ii. Condiciones para el registro de los contratos con CIDVF: el vendedor deberá entregar previamente al Gestor del Mercado copia de uno o varios contratos de obtención de gas en el exterior o documentos asimilables, 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 obtenidas en el exterior, por lo menos iguales a la duración y cantidades comprometidas en los contratos a registrar al Gestor del Mercado, en MBTUD; o ii.) Unas cantidades totales de gas natural obtenido en el exterior, o almacenadas en las plantas de regasificación, medidas en unidades de energía MBTU, que sean iguales o superiores a las cantidades de gas natural, medidas en las mismas unidades de energía, de los contratos a registrar al Gestor del Mercado.

1.9 OPTIMA CONSULTORES

“En el artículo 22 de la Resolución CREG 055 de 2019 se establece la remuneración que obtiene el Gestor del Mercado - GM por las responsabilidades asignadas. Al entrar en vigencia el Proyecto de Resolución el costo del servicio que presta el GM incrementará significativamente como consecuencia de las nuevas tareas y el aumento del detalle de manejo de información en la comercialización de gas. Se solicita a la Comisión considerar el impacto que traerá las actividades adicionales que deberá realizar el GM bajo los lineamientos descritos en el Proyecto

D – 902 116 DE 2025 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 Resolución, ya que finalmente estos incrementos se trasladan en la tarifa de la prestación del servicio público.”

Respuesta:

La CREG tendrá en cuenta, para una eventual modificación de la remuneración al Gestor del Mercado, el efecto de las nuevas asignaciones que resultan de la resolución definitiva y el retiro de asignaciones actuales que ya no continuará ejecutando el Gestor del Mercado. En todo caso se parte de que las nuevas asignaciones mejorarán el flujo de información y su oportunidad para que se aumente la eficiencia de las negociaciones entre los Participantes del mercado, que lleven a reducir incluso costos internalizados por los Participantes del mercado en sus propios procesos administrativos para la gestión de la venta o de la compra del gas natural.

Artículo 2

2.1 TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.

"En ámbito de aplicación se dispone que aplica a todos los Participantes del mercado de gas natural.

Las operaciones que se realizar de compra de GNL y regasificación tienen particularidades de mercado que no se ajustan a los estándares de la propuesta que aplicaría para todos los agentes.

- 1. Dejar por fuera del ámbito de aplicación de la resolución y como tal del Mercado Mayorista de gas.*
- 2. Generar opciones y regulación particular dentro de la Resolución, que se ajuste a la realidad de mercado de la compra y regasificación de GNL."*

Respuesta:

En la propuesta de resolución publicada no se está proponiendo regulación alguna respecto de las operaciones de compra en el exterior del GNL ni de regasificación del GNL para internarlo en el Mercado Mayorista. Esos aspectos serán objeto de resolución aparte de la CREG, en consideración a las asimilaciones de actividades realizadas mediante la Resolución SSPD RESOLUCIÓN No. SSPD - 20201000057975 DEL 14/12/2020.

Artículo 3

3.1 ACOLGÉN

“La modificación propuesta aumenta las exigencias para contratar con comercializadores de gas importado, lo que puede conducir a costos que no se tenían previstos, dificultando la contratación

D – 902 116 DE 2025 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 dichos agentes y/o termina por encarecer el producto. Sobre el particular, no debe olvidarse que dentro de las problemáticas que la CREG identificó como justificantes del proyecto de Resolución que se comenta, se encuentra que el precio del gas natural importado no es competitivo respecto al gas nacional, y que, por tanto, debería existir un esquema de comercialización diferenciado que genere los incentivos adecuados a la transacción de dicho producto. Sin embargo, no vemos una propuesta dentro del documento encaminada en este sentido y, muy por el contrario, los ajustes que se proponen podrían incrementar los costos del gas importado, abriendo aún más la brecha con el gas nacional, lo que sin duda disminuiría la oferta disponible del energético. Esto podría llegar a causar no solo el aumento de gas natural en el mercado de energía mayorista, si no el incremento de la tarifa para el usuario final. En ese sentido, proponemos modificar la definición analizada, teniendo como base el mercado internacional de gas natural o del GNL e, incluso, pensando en un mercado spot, sujeto a que los importadores estén registrados en plataformas transaccionales como la que opera nuestro actual Gestor del Mercado, la cual se podría tener en cuenta como soporte del Respaldo Físico para la comercialización de contratos que no garanticen firmeza (con interrupciones).”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 1.8 y al comentario 2.1.

3.2 ACP

“La definición de Fuente de Suministro no considera la realidad comercial y operativa de los productores-comercializadores, en donde por eficiencia operativa, disposición de las facilidades y de los mismos campos, la producción se centraliza en Puntos de Entrega. Implementar una medición comercial adicional podría representar inversiones aguas arriba incluso del punto de fiscalización, lo cual, a todas luces es un despropósito para la actividad de comercialización de gas.”

Respuesta:

La definición de Fuente de Suministro parte de la necesidad de verificar que dicha fuente cuenta con declaración de Potencial de Producción y, por tanto, con PTDV y con PTDFV para cada mes de ejecución del contrato de suministro que se negocia en el Mercado primario. Ello implica una menor percepción de riesgo al comprador del Mercado primario y, en general, a los compradores del Mercado Mayorista, de que el contrato se cumpla. Lo anterior no implica que para el cumplimiento de las entregas del gas nominado por el comprador diariamente, el vendedor del Mercado primario no pueda utilizar el gas producido por Fuentes de Suministro diferentes a la pactada en el contrato.

Del mismo modo, en la resolución definitiva se establecen mayores obligaciones del Gestor del Mercado en cuanto a la verificación de suficiencia de oferta PTDFV y CIDVF para permitir el registro de un contrato de suministro, así como la de publicar diariamente las cantidades de PTDV, PTDFV, CIDV y CIDVF de cada uno de los siguientes 60 meses para que los participantes del mercado conozcan de manera oportuna esa información para la negociación de nuevos contratos.

D – 902 116 DE 2025 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

Para efectos de la declaración de cantidades de oferta y de requerimientos de compra en el Mercado primario, se utiliza el Punto de Entrega como referente inicial, por cuanto al comprador le interesa negociar el contrato de capacidad de transporte basado en dicho Punto de Entrega. Por lo demás, no necesariamente todas las Fuentes de Suministro que tiene un mismo Punto de Entrega ofrecen un mismo precio de suministro.

3.3 ACP

“La definición de Oferta de CIDVF no es clara frente a las restricciones de las fuentes que puede utilizar el Comercializador de gas importado.”

Respuesta:

En la propuesta de resolución no se establecen restricciones a las fuentes de suministro de donde proviene el gas obtenido en el exterior, que puede contratar el Comercializador de gas importado. En la resolución definitiva se establecen limitaciones respecto de los eventos eximentes que se permiten pactar en el contrato de suministro con un Comercializador de gas importado, dependiendo del sector de la demanda que busca atenderse mediante el contrato de suministro.

3.4 ACP

“¿Cuál es la diferencia de un comprador cesionario y un comprador del Mercado secundario?, ¿existe alguna facultad diferencial entre estos dos?”

Respuesta:

En la resolución definitiva se retiran de las definiciones las correspondientes a Comprador Cesionario, Comprador de corto plazo, Comprador primario y Comprador secundario pues no se consideran necesarias actualmente para la aplicación de las reglas del Mercado Mayorista. Un contrato de suministro puede cederse, tanto por el comprador como por el vendedor, sin que ello implique una transacción del Mercado Mayorista de compra o de venta pues el contrato registrado ante el Gestor del Mercado sigue existiendo, y lo único que se debe realizar es la modificación de las partes del contrato y la correspondiente actualización del registro existente, ante el Gestor del Mercado de tal modificación. Se entiende que el precio, las cantidades, el sector de destino y demás condiciones contractuales del contrato previamente registrado se mantienen idénticas.

En la propuesta sí se debe informar al Gestor del Mercado de aspectos del Contrato de Cesión realizado, en caso que ello hubiese ocurrido, es decir, del contrato en que el comprador inicial se compromete a ceder al nuevo comprador su posición en el contrato de suministro.

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

3.5 ANDEG

"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 conceptualizado 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.

En todo caso, 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, y por ende, los objetivos de la transición energética."

Respuesta:

En la resolución definitiva, las definiciones que no son de origen en la CREG sino de la política energética establecida en el Decreto 1073 de 2015 y que son necesarias para la aplicación de las reglas del Mercado Mayorista, contendrán un texto que refiere a la definición que se establece en el Decreto. Lo anterior de tal modo que, si posteriormente la definición es modificada, no haya necesidad de modificar la Resolución CREG que se encuentre vigente. por otra parte, la CREG no tiene la facultad de modificar una definición establecida en el Decreto 1073 de 2015.

3.6 CANACOL ENERGY

"Solicitamos la modificación de la definición de Fuente de Suministro, con el fin de mantener la simetría entre lo establecido para el gas nacional y el gas importado, teniendo en cuenta que para el ultimo se refieren al gas traído de cualquier Fuente de Suministro pero para el gas nacional no.

Se sugiere modificar la definición de la siguiente forma:

Fuente de suministro de gas: corresponde a un campo o grupo de campos de producción, asociados a un Punto de Entrega, ubicado en el territorio colombiano o a un punto de importación. Una Fuente de Suministro puede tener uno o varios Puntos de Entrega, que deberán ser identificados en los contratos de suministro del Mercado Mayorista."

Respuesta:

La CREG no tiene competencia para determinar condiciones de obtención de gas natural en el exterior, por lo que las definiciones se aplican con respecto al funcionamiento del Mercado Mayorista de gas natural en Colombia. En ese sentido, la fuente de suministro (campo de producción, planta de licuefacción, punto de salida de gasoducto, etc. ubicado en el exterior) de gas importado no tiene realmente un símil con el campo de producción nacional, en cuanto a la

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

declaración de potencial de producción al MME, que a su vez particulariza cada campo de producción de gas nacional, para su oferta PTDV y su PTDFV.

Por otra parte, la definición de Fuente de Suministro proviene de la Resolución CREG 033 de 2018, en la que aparece:

“Fuente de suministro: Se entiende por fuente de suministro un campo de producción ubicado en el territorio colombiano o un punto de importación.”

Ver respuesta al comentario 3.2.

3.7 ECOPETROL

“En la definición de ‘Fuente de Suministro de gas’ se hace referencia a que una fuente nacional corresponde a un campo de producción.

Al respecto, es importante aclarar que actualmente existen campos de producción que se agregan, para efectos de la comercialización, como una única fuente, pues su producción se agrega en una planta de tratamiento y/o punto de entrada al sistema nacional de transporte.

Por ejemplo, la fuente Cusiana corresponde a múltiples campos de producción, cada uno con su contrato/convenio de exploración y producción con la ANH, pero el gas agregado se procesa en una sola planta. Así las cosas, sugerimos desligar la referencia de fuente nacional de la de campo de producción, pues puede generar una multiplicación de contratos, haciendo ineficiente la operatividad del mercado, tanto para los agentes como para el Gestor de Mercado.

Sugerimos el siguiente ajuste a la definición de ‘Fuente de Suministro de gas’:

“Fuente de Suministro de gas: corresponde a un campo de producción, a la agregación de campos de producción en un mismo Punto de Entrega ubicados en el territorio colombiano, o a un punto de importación. Una Fuente de Suministro puede tener uno o varios Puntos de Entrega, que deberán ser identificados en los contratos de suministro del Mercado Mayorista.”

Respuesta:

En el contrato de suministro está permitido que se incluyan varias Fuentes de Suministro que aporten cantidades para el cumplimiento de las entregas de gas.

Ver respuesta al comentario 3.2.

3.8 ECOPETROL

“De la definición de ‘Oferta de cantidades importadas disponibles para la venta en firme, oferta de CIDVF’ entendemos que si bien la CIDVF se declara en un punto de importación, es posible que el gas natural importado sea entregado en un Punto de Entrega que sea físicamente

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

diferente del punto de importación, por ejemplo, porque las facilidades de regasificación pueden o no estar contenidas en la infraestructura de importación.

Es decir, entendemos que una fuente de gas importado podría tener Puntos de Entrega en diferentes infraestructuras de regasificación.

Sugerimos aclarar este caso en la redacción de la resolución definitiva."

Respuesta:

El Punto de Entrega del contrato de suministro no necesariamente debe coincidir con la ubicación física de la Fuente de Suministro, y así se evidencia cuando el Punto de Entrega del contrato de suministro es un punto de entrada al SNT. Para la negociación del precio del contrato de suministro se debe tener en cuenta dicha situación, que es indiferente a si el gas es importado o es de origen nacional. Así, en el caso de que las facilidades de regasificación están ubicadas en un sitio físico diferente y posterior al punto de importación, y si la venta del contrato de suministro es de gas regasificado se entiende que el Punto de Entrega del contrato de suministro es a la salida de la facilidad de regasificación o en un punto de entrada al SNT, tal como en el caso del gas de producción nacional.

Por lo anterior no se encuentra necesario hacer alguna aclaración en la redacción propuesta.

3.9 ECOPETROL

"Al respecto de la definición de Respaldo Físico de gas obtenido en el exterior, en primer lugar consideramos que no es clara la diferencia entre las dos condiciones establecidas en la definición para que exista Respaldo Físico de una fuente importada, pues en ambas se hace referencia a una cantidad igual o superior al compromiso en el mercado nacional y a la duración equivalente.

Además, en el mercado internacional es posible encontrar contratos spot que en la práctica son interrumpibles y contratos a término que habitualmente contienen cláusulas de suspensión de entregas con compensaciones que se negocian entre compradores y vendedores. Así las cosas, consideramos que para efectos de asegurar el Respaldo Físico con gas obtenido en el exterior: i) no es suficiente tener contratos en el mercado internacional que superen o igualen en cantidad los compromisos que adquiera el Comercializador de gas importado en el mercado nacional o que esos contratos tengan una duración que cubra la vigencia de dichos compromiso; y ii) se requiere un esquema de contratación en el mercado internacional que permita mitigar la incertidumbre del mercado nacional en términos de suministro.

Lo anterior considerando que en circunstancias particulares del mercado podría presentarse un flujo de gas natural a mercados globales más atractivos en términos de volumen y precio, y con ello comprometer el aseguramiento del gas natural en el país.

Se propone:

""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

D – 902 116 DE 2025 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 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 mediante un portafolio de contratos que mitigue el riesgo de interrumpibilidad de los contratos spot y de suspensión del servicio por medio del pago de compensaciones en los contratos a término, que garantice que los plazos de ejecución y cantidades de suministro del gas natural compradas en el exterior son por lo menos iguales a la mayor duración e iguales o mayor a la cantidad que se declare al Gestor del Mercado, medidas en unidades de energía, MBTUD.””

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 1.8.

3.10 ENEL Colombia S.A. ESP

“Definiciones. De acuerdo al artículo mencionado, se puede observar que todas las definiciones de contrato de opción de compra de gas, contrato de opción de compra de gas contra exportaciones, contrato de suministro con firmeza condicionada, contrato de suministro de contingencia, contrato de suministro firme al 80% y contrato de suministro firme al 95%, finalizan con la consigna “Esta modalidad de contrato requiere de Respaldo Físico de acuerdo con las condiciones establecidas en la presente Resolución, y deberá estar suscrito únicamente entre los Participantes del Mercado Mayorista.”

Teniendo en cuenta lo anterior, es menester conocer si los mencionados tipos de contrato no podrían entonces celebrarse en el marco de la ahora nueva definición de Mercado Minorista. Toda vez, que en el caso específico de generadores térmicos que actúan como usuarios no regulados, no podrán entonces suscribir contratos de las naturalezas mencionadas líneas arriba, con comercializadores puros, de acuerdo con la definición y redacción taxativa en el artículo 3.

De ser así, se ve con considerable preocupación una decantación natural a que este tipo de contratos solo puedan ser celebrados entre ciertos agentes de la cadena de gas natural, rompiendo cualquier comportamiento sano de libre competencia y de además, propender a la demanda a merced de pocos agentes en el mercado con quienes se puedan suscribir estos contratos, trayendo consigo una figura dominante de mercado en términos de precios y condiciones comerciales.”

Respuesta:

En la resolución definitiva se ajustó el uso de la definición de “Participantes del mercado” para que no se confunda que estas modalidades contractuales, que requieren contar con Respaldo Físico, solo son transables en el Mercado Mayorista, y no se puedan transar también en el Mercado Minorista. Siempre que se mencione la expresión “Participantes del mercado” como en

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

su definición se establece, se trata de personas jurídicas entre las cuales se dan las relaciones operativas y/o comerciales de compra, venta, cesión, suministro y/o transporte de gas natural.

3.11 Energy Transitions

“Definiciones: el Respaldo Físico hace referencia a reservas probadas y probables certificadas ante la ANH; sin embargo, se considera que la definición puede omitir parte del proceso que se requiere para disponer físicamente del gas. Por esta razón, es necesario que dentro de la definición se incluya el desarrollo de la infraestructura necesaria para la producción y procesamiento del gas.”

Respuesta:

La definición de Respaldo Físico es de competencia ministerial actualmente, tal como se desprende de su inclusión en el Decreto 1073 de 2015. La CREG, por tanto, no tiene competencia para modificar esa definición, que tiene efectos adicionales en obligaciones que establece la política energética con respecto a los agentes que atienden a los sectores de consumo definidos en la Demanda Esencial y al traslado de costos de los contratos de suministro a la demanda regulada.

3.12 Energy Transitions

“Definiciones: la definición de Respaldo Físico de gas obtenido en el exterior, relaciona el Respaldo Físico con la existencia de un contrato; no obstante, no se tiene en consideración que un contrato sin capacidad de regasificación no brinda Respaldo Físico. En línea con esto, se encuentra que el Respaldo Físico de las térmicas de la Costa está dado por la capacidad de regasificación contratada y no por los contratos de gas de mercado en el exterior.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 1.8.

3.13 Energy Transitions

“Se considera pertinente que todos los Puntos de Entrega y Puntos de Importación sean considerados como Puntos Estándares de Entrega, dado que en la actualidad existen Puntos de Entrega que no son considerados como Puntos Estándares de Entrega. Lo anterior, conlleva que el Gestor del Mercado no capture información transaccional que puede ser relevante para el mercado de gas natural en el país.

Ajustar la definición de Punto Estándar de Entrega para que todos los Puntos de Entrega y Puntos de Importación se consideren como un Punto Estándar de Entrega.”

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 Punto Estándar de entrega es una definición que se aplica para el funcionamiento del Mercado secundario, por cuanto el Punto de Entrega de un contrato de suministro del Mercado secundario puede corresponder con un punto de salida del SNT, lo cual no puede ocurrir actualmente en el caso del Mercado primario en que los Puntos de Entrega pueden ser puntos de entrada al SNT pero no puntos de salida del SNT.

3.14 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 y objetivos 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.

Adicionalmente, consideramos valiosa el aporte de los compradores como representantes de la demanda en la definición de los puntos de referencia. Por consiguiente, proponemos la creación de una mesa de trabajo conjunta compuesta por el Gestor de Mercado, los Vendedores y los Compradores, con el propósito de establecer los puntos de referencia de manera acordada con todos los sectores de la cadena, siguiendo los lineamientos objetivos de la norma."

Respuesta:

En el literal b. del artículo 21 de la resolución puesta a comentarios se establecen las condiciones que se deben tener en cuenta para la determinación de cada Punto de Referencia.

Sin embargo, considerando por una parte y por sobre todo, el desarrollo actual y futuro de los proyectos adoptados en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural publicados en la Resolución 40304 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía y la aprobación pendiente de nuevos proyectos de acuerdo con el Estudio Técnico del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023 – 2038 publicado por la UPME y, por otra parte, las solicitudes recibidas al presente en la CREG para la aprobación de agregaciones de tramos del SNT de acuerdo con lo establecido en el artículo 29 "Agregación o seccionamiento de tramos existentes" de la Resolución CREG 175 de 2021, en la resolución definitiva no se incluirá el nuevo concepto de Puntos de Referencia y no se desarrollará todo aquello propuesto con base en dicha definición, tal como la determinación de los balances comerciales de oferta, hasta tanto no se obtengan completamente los resultados de las actividades anteriormente mencionadas con el fin de evaluar los alcances, efectos y desarrollo de la definición en la mejor formación de precios de negociación de los contratos de suministro en el Mercado primario.

Por tanto, los balances comerciales se realizarán con agregación de cantidades de oferta y de demanda a nivel nacional.

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

3.15 GESTOR DEL MERCADO

"Se sugiere que se analice la armonización de la condición de activación de la modalidad contractual ""Contrato de opción de compra de gas, OCG"", con la modalidad contractual de comercialización de capacidad de transporte establecida en la Resolución CREG 185 de 2020 que tiene como mecanismo de activación "" la condición pactada entre el comprador y el vendedor"".

Respuesta:

No se considera adecuado liberar la condición de activación para la ejecución de la modalidad contractual "Opción de Compra de Gas" a cualquier condición, que era lo que ocurría en el caso del contrato interrumpible, en virtud de las mismas razones que llevaron a la CREG a establecer la modalidad de contratos con interrupciones hacia el año 2013 y considerando adicionalmente que existe una modalidad "espejo" a la modalidad OCG que es el contrato de firmeza condicionada, CFC.

Por otra parte, no se considera válida la comparación de la contratación de capacidad de transporte, particularmente porque las cantidades totales que, sumadas bajo cualquier modalidad se pueden contratar de capacidad de transporte, no pueden superar la CMMP, que es el equivalente a la PTDV en la contratación del suministro, lo que sí puede ocurrir en el caso de las cantidades OCG y CFC.

3.16 GESTOR DEL MERCADO

"Se sugiere que se analice la armonización de la condición de activación de la modalidad contractual ""Contrato de suministro con firmeza condicionada, CFC"", con la modalidad contractual de comercialización de capacidad de transporte establecida en la Resolución CREG 185 de 2020 que tiene como mecanismo de activación ""la condición pactada entre el comprador y el vendedor"".

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.15.

3.17 GESTOR DEL MERCADO

"Sugerimos que se detalle la aplicación de la modalidad contractual "Contrato firme o que garantiza firmeza, CF", enfocándola a una opción solo el Mercado secundario."

Respuesta:

El contrato firme o que garantiza firmeza es una tipología contractual general establecida en el Decreto 1073 de 2015. Hoy en día no es modalidad específica como tal aplicable en el Mercado primario pero, a pesar de ello, existen contratos vigentes suscritos de la modalidad firme o que

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

garantiza firmeza, antes de que la CREG estableciese la modalidad CF95 en la Resolución CREG 114 de 2017.

3.18 GESTOR DEL MERCADO

"Para la definición de "Potencial de Producción de gas natural de un campo determinado, PP", se sugiere que se maneje la unidad estándar de la resolución que es el MBTUD."

Respuesta:

La declaración del Potencial de Producción de gas natural de un campo determinado – PP, se presenta como una información reglamentada por el Ministerio de Minas y Energía, que utiliza como unidad de medida de la energía el GBTUD.

3.19 GESTOR DEL MERCADO

"Sugerimos ajustar la definición para dejar taxativamente que es por Fuente de Suministro."

Respuesta:

En la resolución definitiva se utilizará en la definición de oferta de cantidades de PTDFV, CIDVF y PTDFV en Pruebas, una única referencia que será la Fuente de Suministro para estandarizar la referencia y hacerla comparable.

Ver respuesta al comentario 3.2.

3.20 GESTOR DEL MERCADO

"Precio de reserva: precio mínimo al cual se ofrece para la venta gas natural en una subasta o en un mecanismo de concurrencia de interesados en comprar gas." Se sugiere no considerar esta definición y que se enmarque en el desarrollo del mecanismo de comercialización particular."

Respuesta:

Se incluye la definición de Precio de Reserva y de Precio Único como una de varias posibilidades de uso de criterios a usar en la negociación directa en el Mercado Mayorista, considerando que es un elemento sustancial en una subasta y por cuanto se usa como criterio de asignación de precio para los contratos de suministro que atienda usuarios regulados de la Demanda Esencial, cuando la asignación se hace a partir de la obligación de priorización a la Demanda Esencial.

Asimismo, en la resolución definitiva se está dando mayor alcance a estas dos definiciones para que quede claro que dicho Precio de Reserva y Precio Único son valores de asignación iguales para todos los compradores del proceso, que no implica que no sean precios a ser actualizados periódicamente, una vez se registren los contratos de suministro negociados. El texto quedará así:

D – 902 116 DE 2025 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

“Precio de Reserva: equivale a aquel precio que sirve de base, de mínimo o de inicio en un proceso de subasta o en un mecanismo de concurrencia de interesados en comprar gas natural en estado gaseoso, que sea desarrollado por un vendedor del Mercado Mayorista y que refleja el precio mínimo al cual se ofrece para la venta el gas natural. Dicho precio podrá ser actualizado durante la ejecución del contrato, de acuerdo con lo establecido en el artículo 15 y en el artículo 25, ambos de la presente resolución.”

“Precio Único: equivale a aquel único precio al cual se ofrece para la venta por un vendedor del Mercado Mayorista, una cantidad de gas determinada a todos los compradores interesados en participar en el proceso. Dicho precio podrá ser actualizado durante la ejecución del contrato, de acuerdo con lo establecido en el artículo 15 y en el artículo 25, ambos de la presente resolución.”

3.21 GESTOR DEL MERCADO

“Para la definición de “Gas metano en depósitos de carbón (GMDC)...Para los efectos previstos en esta Resolución, al GMDC le aplicarán las mismas reglas que se aplican para la comercialización del Gas Natural.”, se sugiere evaluar la pertinencia sobre la inclusión de la frase citada anteriormente, teniendo en cuenta el impacto que tiene sobre las obligaciones del Gestor y los participantes del mercado reportar información asociada a GMDC (ejemplo: PTDVF), donde la cadena de suministro difiere respecto a la del gas natural.”

Respuesta:

La comercialización (venta) de gas natural, en este caso, de gas metano en depósitos de carbón, debe surtir los mismos procedimientos independientemente de la manera en que se extrae, produce y trata dicho gas para poder comercializarse. En ese caso particular, se entiende que un Participante del mercado interesado en vender el gas en el Mercado primario, debe surtir las declaraciones de producción que establece el Ministerio de Minas y Energía en el artículo 2.2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015, en donde se presenta una PTDV que es sujeto de la comercialización del gas natural.

3.22 GESTOR DEL MERCADO

“Sugerimos que se detalle la definición de “Punto de Entrega”.”

Respuesta:

En la propuesta de resolución se encuentra incluida la definición de Punto de Entrega.

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

3.23 GESTOR DEL MERCADO

“Se define que los puntos de Referencia los determina el Gestor del Mercado, sin embargo consideramos la Comisión debe definir la metodología y estructura necesaria para definir estos puntos, aplicables en los artículos 21 y 22. O hasta que punto el Gestor tiene flexibilidad.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.14.

3.24 GESTOR DEL MERCADO

“Se sugiere incluir las definiciones de Yacimientos no convencionales, Campos menores, y campo aislado.”

Respuesta:

Las definiciones de Yacimiento no Convencional y de Campo Menor no son competencia de la CREG pues son desarrolladas en los contratos de Exploración y Producción de la ANH y en la política energética, respectivamente. Adicionalmente, tales definiciones ya han sido asumidas por los Participantes del mercado a partir de la Resolución CREG 089 de 2013.

3.25 GESTOR DEL MERCADO

“Ajustar definición para alinearla con la definición de los participantes y de los mercados primario y secundario.

Mercado Mayorista de gas natural: conjunto de transacciones de compra, venta, cesión de gas natural y/o de capacidad de transporte (o sus derechos) en el Mercado primario y/o en el Mercado secundario. Estas transacciones se harán con sujeción al Reglamento de Operación de gas natural y los compradores lo adquieren para la atención del servicio público de gas combustible”.

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.4.

3.26 GESTOR DEL MERCADO

“Se sugiere ajustar la definición teniendo en cuenta que, taxativamente, según lo establecido en la Resolución CREG 169 de 2011 (que modifica el RUT) Los transportadores son los propietarios de los Puntos de Entrada y Puntos de Salida. Lo anterior con el objetivo de armonizar la regulación.

Participantes del Mercado Mayorista: personas jurídicas entre las cuales se dan las relaciones operativas y/o comerciales de compra, venta, cesión de suministro y/o transporte de gas natural.

D – 902 116 DE 2025 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 iniciar desde la producción, pasando por los sistemas de transporte, hasta alcanzar un punto de salida del SNT u otras modalidades de entrega. Son Participantes los Productores-comercializadores, los Comercializadores de gas importado, los transportadores, los distribuidores, los Comercializadores, los Almacenadores y los usuarios no regulados”.

Respuesta:

Se mantendrá la actual definición de “*Participantes del mercado*” incluida en la Resolución CREG 186 de 2020.

Ver respuesta al comentario 3.10.

3.27 GESTOR DEL MERCADO

“Para la definición Año de ejecución del contrato, se sugiere dejarla en términos del año gas.

Año de ejecución del contrato: Corresponde al período comprendido entre el primer día calendario del primer mes del año gas hasta el último día calendario del último mes del año gas.”

Respuesta:

En el esquema de contratación propuesto del Mercado primario, de como mínimo, con ejecución en un Trimestre Estándar completo, el año de gas no funciona adecuadamente en particular para la actualización periódica de precios y las cantidades contratadas, pues el inicio de ejecución de un contrato de más de 4 Trimestres Estándar de ejecución seguidos, por ejemplo, no necesariamente coincidirá con el inicio de un año de gas, que es de diciembre a noviembre del año calendario siguiente.

3.28 MC2 SAS ESP

“Comercializador de gas importado. Establece que “participante del Mercado de gas que vende el gas importado para la atención del servicio público de gas combustible”. La expresión “Mercado” no es un término definido.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.26.

3.29 MC2 SAS ESP

“Comprador Cesionario. Establece que “persona jurídica con la cual un comprador de gas en el Mercado primario celebra un contrato de cesión de un contrato de suministro de gas suscrito en el Mercado primario. El comprador cesionario solamente podrá ser un comprador del Mercado primario”.

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

No resulta clara la utilidad de esta definición, teniendo en cuenta que solo se utiliza en las definiciones, y no tiene un uso en el articulado de la resolución (excepto en las definiciones).

Ahora bien, con la modificación de la definición de Mercado Secundario, según la cual, ya no se trata de negociación de derechos contractuales, sino de venta de volúmenes, la definición de comprador cesionario resulta inútil.

Genera confusión en su aplicación, en el entendido de que, normalmente, el que compra gas en el Mercado secundario es un comprador secundario.

Ahora, en estricto sentido jurídico la cesión se realiza de la posición contractual.

En caso de que el regulador no acepte la eliminación de esta definición, se sugiere que la misma se corrija en el siguiente sentido:

""Comprador Cesionario: persona jurídica con la cual un comprador de gas en el Mercado primario celebra un contrato de cesión de la posición contractual en un contrato de suministro de gas suscrito en el Mercado primario. El comprador cesionario solamente podrá ser un comprador del Mercado primario.""

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.4.

3.30 MC2 SAS ESP

"Contrato con interrupciones, Cl. Establece que ""contrato escrito en el que los Participantes del Mercado mayorista"" .

La expresión ""Mercado"" no es un término definido."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.26.

3.31 MC2 SAS ESP

"Contrato con interrupciones, Cl. La expresión ""en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia"". Esta expresión no otorga suficiente claridad en relación con el compromiso que adquiere el vendedor una vez acepta las nominaciones y/o renominaciones.

Si bien un contrato con interrupciones no garantiza firmeza y, por lo tanto, no hay obligación de ninguna de las partes en relación con la garantía de la disponibilidad de las cantidades contratadas, una vez se nombra o renombra, y las cantidades solicitadas son confirmadas durante el ciclo de nominación, el vendedor adquiere obligación de entrega física del gas natural.

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

En ese sentido, es necesario otorgar suficiente claridad sobre el momento en el que el compromiso de entrega de cantidades de gas puede interrumpirse, esto es, de manera previa a la aceptación de las nominaciones únicamente, no con posterioridad al compromiso que adquiere el vendedor al aceptar la entrega de cantidades de gas una vez finaliza el ciclo de nominación.

Se sugiere usar la siguiente redacción:

""Contrato con interrupciones, CI: contrato escrito en el que los Participantes del Mercado mayorista acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la entrega o recibo de una cantidad máxima diaria de gas natural, expresada en MBTUD, durante un período determinado. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia previo a la aceptación de la nominación o renominación, según corresponda, dando aviso previo a la otra parte.""

Respuesta:

En la resolución definitiva se está modificando la actual definición del Contrato con Interrupciones, de modo de que se establece el momento del período de ejecución en el cual el contrato adquiere firmeza, y se considera que, por tanto, cuenta con Respaldo Físico para ese momento. Para el día de gas siguiente al momento en que se cumplen las condiciones de firmeza en la ejecución diaria del contrato con interrupciones, la ejecución del contrato queda sometida a los requisitos mínimos establecidos por la CREG, en particular lo concerniente al cumplimiento del contrato, es decir, la entrega de la cantidad de gas autorizado el día anterior por el vendedor, y la compensación en caso de que la cantidad de gas entregada en el día de gas sea inferior a la cantidad de gas autorizada.

Se deja claro en el texto que la ejecución de un contrato con interrupciones dado el cumplimiento de las condiciones anteriores, no exime al prestador del servicio al usuario final del cumplimiento de lo establecido en el artículo 2.2.2.2.16 del Decreto 1073 de 2015, en cuanto a que los Agentes que atiendan la Demanda Esencial tienen la obligación de contratar el suministro de gas natural para la atención de dicha demanda, según corresponda, con Agentes que cuenten con Respaldo Físico, entendido este para todo el período de ejecución del contrato pactado.

Con la medida se busca que, en caso de que sea necesario utilizar un contrato con interrupciones para atender la demanda final regulada, incluyendo la Demanda Esencial, con el fin de garantizar la continuidad en la prestación del servicio, al prestador del servicio le sea reconocido, en el traslado de costos a los usuarios regulados, el costo del contrato con interrupciones del día de su ejecución, para cumplir con el criterio de suficiencia financiera.

3.32 MC2 SAS ESP

"Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña. La definición de eventos de fuerza mayor, además de incluir el alcance que le otorga el artículo 64 del Código Civil, incluye el alcance del artículo 992 del Código de Comercio, disposición que hace referencia a la exoneración total o parcial del transportador.

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

No es clara la razón por la cual en la Resolución que busca regular los aspectos comerciales del suministro de gas, incluye una disposición relacionada con la exoneración del transportador que, además, solo participa en la compra y venta de gas cuando actúa como usuario no regulado para adquirir gas para su propio consumo.

Se sugiere eliminar de la definición la expresión ""y 922 del código de comercio"".

De lo contrario, se solicita a la CREG explicar las razones de su inclusión."

Respuesta:

En la resolución definitiva se están retirando las menciones del artículo 992 del Código de Comercio.

3.33 MC2 SAS ESP

"Gas metano en depósitos de carbón (GMDC). Sobre el uso del GMDC y su uso como producto transable en el Mercado Mayorista de gas natural, debe darse claridad sobre el destino del mismo, es decir para la prestación del servicio público de gas combustible.

La expresión ""Para los efectos previstos en esta Resolución"" no es suficiente.

Se sugiere que la definición tenga el siguiente texto:

Gas metano en depósitos de carbón (GMDC): es una mezcla de gases con un alto contenido de metano y trazas de etano, propano, butano, dióxido de carbono y nitrógeno, que se encuentra absorbido al carbón. Cuando lo requiera, deberá ser acondicionado o tratado para que satisfaga las condiciones de calidad establecidas por la CREG en la Resolución CREG 071 de 1999, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan. Para los efectos previstos en esta Resolución, Al GMDC utilizado para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible le aplicarán las mismas reglas que se aplican para la comercialización del Gas Natural. "

Respuesta:

Se entiende que cuando se enuncia, "para los efectos previstos en esta Resolución" cuyo objeto según el artículo 1 propuesto tiene como finalidad la atención del servicio público domiciliario de gas combustible, se debe repetir ese alcance en la definición propuesta.

Ver respuesta al comentario 1.1.

3.34 MC2 SAS ESP

"Mercado Mayorista de gas natural. La redacción no es, del todo, clara.

Se sugiere la siguiente modificación:

D – 902 116 DE 2025 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 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 para la atención del servicio público de gas combustible. Estas transacciones se harán con sujeción al Reglamento de Operación de gas natural y los compradores lo adquieren para la atención del servicio público de gas combustible."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.33.

3.35 MC2 SAS ESP

"Proceso úselo o véndalo de corto plazo de suministro. El proceso úselo o véndalo es un mecanismo utilizado para la venta de gas natural disponible en el Mercado secundario.

Se sugiere cambiar la expresión ""Participantes del Mercado Mayorista"" por Participantes del ""Mercado secundario"" en el siguiente sentido:

Proceso úselo o véndalo de corto plazo de suministro: mecanismo por medio del cual se pone a disposición de los Participantes del Mercado secundario el gas natural que haya sido contratado en el Mercado primario y no haya sido nominado para el siguiente día de gas. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.10.

3.36 MC2 SAS ESP

"Productor-comercializador. No resulta clara la razón por la cual se está adicionando a la definición la expresión ""Además, puede ser comprador de gas natural en el Mercado Secundario."" Esta expresión, sin la suficiente aclaración, podría conllevar a malinterpretaciones sobre el alcance de su participación en el Mercado secundario en el que, al final, actúa como un usuario no regulado para comprar gas para su propio consumo.

Para evitar conflictos de interpretación del alcance de esta disposición, y así evitar que se permita el acaparamiento de cantidades de gas natural, se sugiere aclarar que podrá comprar gas siempre que sea destinado a su propio consumo en el siguiente sentido.

""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, dependiendo de si la Fuente de Suministro está conectada o no al SNT. Además, puede ser comprador de gas natural en el Mercado Secundario cuando el gas natural se destine a su propio consumo. El Productor-comercializador no podrá realizar transacciones de intermediación comercial de la compra de gas natural y su venta a usuarios finales. En adición a lo dispuesto en la Resolución CREG 057 de 1996, el Productor-comercializador no podrá tener interés económico en comercializadores, entendido el interés económico como los porcentajes de participación en el

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

capital de una empresa que se establecen en el literal d) del artículo 6 de la Resolución CREG 057 de 1996."

En cualquier caso, en la medida que el productor así como el transportador actúan como compradores del Mercado secundario a título de usuario no regulado para sus propios consumos, la inclusión y la aclaración en discusión resultan innecesarias. Por lo tanto, también podría eliminarse tal expresión de la definición."

Respuesta:

La definición propuesta en la parte del comentario recibido, es similar a la actualmente utilizada en la Resolución CREG 186 de 2020. Sin embargo, es de aclarar que en el Mercado secundario un productor-comercializador no actúa como usuario no regulado, pues las compras del gas que realiza en ese mercado no son para atender su propio consumo, ya que esas compras no son sujeto de las reglas del Mercado Mayorista como se aclara en el párrafo del artículo 1 de la resolución propuesta. Se entiende que dichas compras son para atender los requerimientos de entregas de gas de ventas en contratos de suministro realizadas por el Productor-comercializador en el Mercado primario, que no pueden ser atendidas con su propia producción de gas.

Por otro lado, en el Mercado primario un productor-comercializador puede comprar como usuario no regulado, siempre que las compras que realice sean con el fin de atender sus propios consumos y no para cumplir con contratos de suministro en que es vendedor, si así desea hacerlo en el marco del reglamento de funcionamiento del Mercado Mayorista.

3.37 MC2 SAS ESP

"Responsable de la nominación de gas. Establece que ""será el comprador primario cuando éste no haya cedido sus derechos contractuales; o el comprador cesionario cuando haya suscrito la cesión de derechos de suministro de gas.""

La venta de gas en el secundario no solo se da por cesión de posición contractual; pueden darse ventas directas (no cesión, jurídica y contractualmente son figuras diferentes) y proceso úselo o véndalo.

Se sugiere utilizar la expresión Comprador secundario, en vez de ""o el comprador cesionario""."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.4.

3.38 METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.

"Definición de Respaldo Físico de gas obtenido en el exterior.

El numeral ii de las condiciones hace parte de la condición número i; Solo especifica la unidad de medida de la cantidad.

D – 902 116 DE 2025 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 comercializadores de gas importado pueden aplicar el numeral ii (cantidad) sin necesidad de garantizar plazo (adicionado en el numeral i).

Permite que un Comercializador de gas importado pueda contratar las mismas cantidades en menor tiempo al declarado ante el Gestor del Mercado.

El Comercializador de gas importado necesitaría de almacenamiento para recibir el energético en un momento del tiempo y venderlo tiempo después.

Esto último no lo contempla el proyecto de resolución.

Dos propuestas:

- 1. Incluir el almacenamiento en la condición del numeral ii.*
- 2. unificar el numeral ii con el numeral i, adicionándole al numeral i la unidad de medida del energético en MBTU."*

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 1.8.

3.39 Petromil

"Se solicita a la Comisión explicar el propósito de incluir en el artículo 3 de Definiciones el "Comercializador de GNCV" en este Proyecto de Resolución de comercialización de Mercado Mayorista de Gas Natural - GN ¿además de ser un Usuario No Regulado - UNR que por lo general participa en el Mercado Minorista reglamentado en Resolución aparte, qué incidencia tiene en la propuesta?"

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 1.6.

3.40 Petromil

"Definición de Respaldo Físico de fuente nacional: recomendamos que el proyecto regulatorio relacione qué requisitos deberá cumplir este certificado o declaración para no dejarlo facultativo al Productor-Comercializador, es decir, sugerimos que en el cuerpo de la resolución o en un acápite de la misma queden detallados los requisitos que debe contener este certificado de Respaldo Físico. El mismo razonamiento aplicaría para la definición de Respaldo Físico de gas obtenido en el exterior."

Respuesta:

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

Corresponde al Productor-comercializador y al Comercializador de gas importado declarar al comprador si una Fuente de Suministro utilizada para dar cumplimiento a un contrato de suministro, cumple los requisitos para contar con Respaldo Físico, que entendemos de la definición del artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, modificada por el Decreto 1467 de 2024, son básicamente en el caso de un Productor-comercializador: i.) Al momento de ofrecer suministro para un período dado, un productor cuenta con Reservas de Gas Natural para la Fuente de Suministro a contratar, y que ii.) Con dicha Fuente de Suministro un productor-comercializador puede garantizar el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural, sin interrupciones, durante el período determinado en el contrato, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas.

Ver respuesta al comentario 1.6.

3.41 SHELL

“Bajo el entendimiento de la definición propuesta por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, así como las definiciones de Comercializador y de Productor-Comercializador es correcto entender que un Productor-Comercializador puede tener 100% de interés económico en un Comercializador de Gas Importado ¿es correcto el entendimiento?”

Respuesta:

De acuerdo con lo analizado por la CREG en el documento soporte D-063 de 2013, que acompañó en su momento la publicación de la Resolución CREG 089 de 2013, en la definición final de “Comercializador” en la resolución en mención, se retiró la limitación de que un comercializador no podrá tener vinculación económica con un Comercializador de gas importado, como se propuso, para comentarios en la resolución CREG 113 de 2012. La CREG no ha incluido tal limitación en alguna resolución posterior a la CREG 089 de 2013, lo que no implica que en el futuro no lo vaya a hacer.

3.42 TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.

"Consideramos que se debe dar claridad en la última parte de la definición de comercializador, debido a que para ser un agente comercializador de gas no basta con que en su certificado de existencia se lo permita sino que también debe estar registrado en el Gestor del Mercado.

Este requisito del registro como agente comercializador ante el Gestor del Mercado se regula en otra resolución, sin embargo es pertinente también dejarlo claro en esta resolución.

¿También debería estar registrado ante el SUI?

¿Creemos que se hace necesario incluir algo respecto a si la actividad se realiza efectivamente o no, o entendemos que esto estaría cobijado en el ""...desarrolla la actividad de comercialización...""?

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 da a entender en el comentario recibido, en la Resolución CREG 123 de 2013 se establecen los requisitos para desarrollar la actividad de comercialización en el Mercado Mayorista de gas natural. En el artículo 5 de la resolución en mención no se señala como requisito para ser comercializador el que un agente deba estar registrado en el Gestor del Mercado, pero para que un comercializador pueda realizar la actividad de comercialización en el Mercado Mayorista de gas natural, sí es requisito registrarse como comercializador ante el Gestor del Mercado según el artículo 4.

Una condición para ser comercializador de gas natural es ser empresa de servicios públicos domiciliarios o cualquier otro agente económico a los que se refiere el artículo 15 de la Ley 142 de 1994. Lo anterior es de competencia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, quien es la que establece obligaciones de información derivadas del ejercicio de la actividad de la prestación de servicios públicos domiciliarios.

Ver respuesta al comentario 1.7.

3.43 TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.

"Permitir que para un contrato con interrupciones se pueda interrumpir el servicio por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, puede involucrar abuso de posición dominante y coaccionar a la contraparte a firmar un contrato firme.

¿Cuánto tiempo es lo mínimo que se le debe dar aviso a la contraparte para interrumpir el contrato?

Sugerimos incluir que las interrupciones del servicio no puedan darse luego de haberse cerrado el ciclo de nominación, debido a que en ese momento las partes han cerrado posiciones y asumido compromisos para la operación.

Además, solicitamos aclarar ¿cuál es el tiempo mínimo anticipado en el que se debe dar aviso a la contraparte para interrumpir el contrato?

La existencia de plazo prudencial de notificación deber ser acorde con el cierre del ciclo de notificaciones y una vez cerrado el ciclo de nominación estos contratos adquieran los obligaciones propias de un contrato firme."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.31.

3.44 TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.

"El contrato de opción de compra de gas (OCG) se restringe solo a la condición de la ocurrencia de la condición de probable escasez, limitando a los participantes que quieran utilizar este contrato a una sola condición, mientras que en el contrato de opción de compra de gas contra

D – 902 116 DE 2025 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

exportaciones (OCGX) si se permite una condición de entrega pactada entre el comprador y el vendedor.

El regulador debe intervenir lo menos posible en los contratos que se celebren en el mercado y debe dejar que los contratantes en virtud de su autonomía de la voluntad, iniciativa privada y libertad de contratación, pacten las condiciones de acuerdo con sus expectativas, finalidades, intención y motivación en la celebración del contrato. El regulador debe permitir que las fuerzas y dinamismo del mercado operen por sí mismas y fomentar la libre, leal y sana competencia. Solo debe intervenir en aquellos casos de fallas o imperfecciones del mercado previamente demostrables y probadas y cuando eventualmente se puedan llegar a afectar los intereses y derecho de los usuarios finales del servicio o pueda existir una eventual interrupción o suspensión del servicio o incumplirse los estándares, metas e indicadores de calidad de la prestación del servicio.

Que la ejecución de la OCG no se circunscriba a la condición de escasez sino que deje en libertad de las partes la escogencia de la condición de acuerdo con la valoración del riesgo que perciban. En ese sentido, la definición de las condiciones contractuales de las partes sean el resultado de una negociación entre las partes."

Respuesta:

La regulación establecida por la CREG para el Mercado Mayorista busca aumentar la eficiencia en su funcionamiento y la máxima contratación y uso del gas que es potencialmente producible en Colombia, de modo de reducir la necesidad de complementación de gas importado para atender la totalidad de la demanda interna de Colombia. En ese sentido, es evidente que la voluntad de las partes de un contrato específico no necesariamente atiende o incluye a las necesidades de todas las partes que negocian los contratos y no solo a las involucradas en el contrato específico. Un aspecto identificado en su momento inicial como significativo para lograr mayor eficiencia y liquidez en las negociaciones del Mercado Mayorista es la mayor estandarización posible de los textos de los contratos a negociarse en el mercado, sobre todo cuando precisamente las cantidades ofertadas de gas de origen nacional en el mercado no son suficientes para atender la totalidad de la demanda. Lo anterior fue tenido en cuenta para la decisión de no permitirse, a partir del año 2013, la negociación de contratos take or pay con cláusulas de compensación de volumen, y diferentes porcentajes del take, como se venían negociando previamente.

Adicionalmente se debe tener en cuenta las enormes cantidades de gas involucradas en las contrataciones de los generadores térmicos, que hacen de mayor relevancia y diferencia las condiciones establecidas por la CREG para la negociación de los mismos, sobre todo considerando que la generación térmica de gas en Colombia, a diferencia de otros países, no es parte de la generación base que tiene despacho en el mercado diario eléctrico prácticamente fijo y que se exacerba en períodos de ocurrencia del fenómeno del Niño.

En todo caso con la regulación propuesta los Participantes del mercado de Gas Natural podrán solicitar a la CREG la inclusión de modalidades contractuales adicionales a las establecidas en la resolución definitiva para el Mercado primario, la CREG procederá a su análisis y, de encontrarlo necesario y pertinente, procederá a su aprobación mediante Resolución aparte,

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

siguiendo los procedimientos pertinentes que se desarrollan para las regulaciones de iniciativa CREG.

Por último, es necesario considerar precisamente derivado de lo anterior, que el contrato de la modalidad OCG pueda tener un contrato espejo específico, que es el CFC. Si se permite que las partes definan las condiciones de ejecución de la opción de compra, la eficiencia que se obtiene de un contrato espejo (de condición de ejecución de la opción contraria a la del contrato inicial) se reduce significativamente.

3.45 TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.

"Se destaca la inclusión de un porcentaje inferior a un 95%: Contrato de suministro firme al 80%, CF80. Si bien esta modalidad es una mejora, aún no responde a las necesidades de flexibilidad de un generador térmico propios del mercado de energía mayorista.

Se sugiere incluir como modalidad de contratación, un mecanismo de negociación libre y directa con definición de tarifa y nivel de obligación de pago mensual mediante un Procedimiento de Aproximación Ordinal en función del porcentaje de firmeza cuando no haya acuerdo como el definido para el transporte de gas; adicionalmente, que incluya compensaciones y el periodo de compensación hará parte de las condiciones a negociar entre las partes. Consideramos que esta propuesta no requeriría resolución aparte, sino que puede ser incluida en la versión definitiva del documento en revisión.

Considerando que la demanda térmica funge como usuario no regulado, insistimos en la importancia de velar por la aplicación de la resolución 080 de 2019, y que se garantice que usuarios en igualdad de condiciones de compra y consumo no tengan un trato diferencial y que no se debería presentar tarifas diferenciales para el resto de la demanda no regulada y el sector térmico. Lo anterior considerando que el comportamiento de consumo de gas de las plantas térmicas está supeditado a la asignación de generación en el despacho de energía eléctrica."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.44.

3.46 TGI

"Los Trimestres Estándar de negociación en transporte han desmotivado la contratación a largo plazo, este efecto se puede replicar en el caso de los productores, por lo cual estos últimos dejarían de ofrecer productos de largo plazo en el mercado de gas natural.

El mecanismo debe ir acompañado de incentivos que motiven al productor a ofrecer contratos de largo plazo para la demanda de gas natural y que así mismo estos se alineen con la contratación en transporte de gas natural. "

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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

A medida que se van explotando los campos de producción en Colombia y se hacen uso de las facilidades de producción, transporte y tratamiento del gas natural, las capacidades de tales sistemas de van deteriorando y van perdiendo rendimiento y confiabilidad, así como el campo aumenta su declinación natural en la producción. La regulación actual del Mercado primario parte de asumir que un Productor-comercializador de gas natural tiene como principal objetivo la venta de la mayor cantidad posible de gas natural mediante contratos de modalidades de tipo firme con el mayor plazo posible de ejecución, eso sí, con cláusulas eficaces de actualización de precios que lo hagan sostenible y cumplible.

A partir de lo anterior, la regulación debe incluir incentivos para que el Productor-comercializador pueda asumir riesgos de menor plazo, es decir, que pueda suscribir contratos de menores plazos de ejecución a los actualmente establecidos en el Mercado primario, y cuya ejecución también inicie en el muy corto plazo, de modo que el productor-comercializador tenga mayor certeza de que el gas que comprometa en esas condiciones podrá suministrarlo y, por tanto, ofrecerlo a un mejor precio.

Es por ello que, en la propuesta definitiva, se establecen condiciones en que en un Trimestre Estándar de negociación, primero se desarrollen negociaciones de contratos cuyo inicio de ejecución no es en el corto plazo, y cuya ejecución es por un período extenso y luego se realicen las negociaciones para lo opuesto, es decir, inicio de ejecución casi inmediato y duraciones muy cortas de ejecución.

3.47 TGI

“En la definición de Mercado Mayorista de gas natural, no es claro si este también aplica para el GNC y para el GNL.”

Respuesta:

La definición de “gas natural” incluida en la resolución es en función de los elementos químicos que lo constituyen, y no de su estado gaseoso, líquido, comprimido, etc. en el momento que se entrega en venta. Así, las negociaciones de gas natural establecidas en el reglamento del Mercado Mayorista se aplican ya sea que la entregue en el contrato de suministro se pacte en estado gaseoso, líquido, comprimido, etc.

Artículo 4

4.1 TGI

“Agregar las siglas GNL y GNC en las definiciones de siglas.”

Respuesta:

En la resolución definitiva se adicionan al artículo 4 las siglas de GNL y GNC.

D – 902 116 DE 2025 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

Artículo 5

5.1 ACOLGÉN

“Revisar la pertinencia de las propuestas que tengan que ver con la asignación de nuevas actividades comerciales y operativas al Gestor del Mercado, de suerte que se garantice que las eficiencias que se logren sean mayores a los costos que la demanda tendrá que asumir como consecuencia de su implementación. Adicionalmente, le solicitamos a la Comisión evalúe la pertinencia de derogar algunas de las resoluciones que incrementaron el ingreso anual del Gestor, teniendo en cuenta que dichos incrementos fueron necesarios por la asignación de nuevas funciones al Gestor en su momento pero que en esta nueva propuesta son eliminadas, como es el caso de las subastas bimestrales.”

Respuesta:

La CREG desarrollará los análisis necesarios con respecto a la remuneración establecida al Gestor del Mercado, tomando en consideración las nuevas obligaciones que se le asignan y aquellas que dejarán de ser ejecutadas. La oportunidad de información más completa, actualizada, verificada y publicada de acuerdo con la propuesta definitiva, así como una función de mayor verificación para efectos del registro de los contratos ayudará a los Participantes del mercado a reducir costos de transacción en los que actualmente incurren a falta de la realización de las obligaciones adicionales que se le imponen al Gestor del Mercado en la resolución definitiva.

En caso de encontrarse necesario por la CREG realizar ajustes a la remuneración del Gestor del Mercado con el fin de que se cumplan de manera idónea y efectiva las obligaciones adicionales que se le establecen al Gestor del Mercado, la CREG procederá para lo cual se tendrá en cuenta obviamente aquellas obligaciones y funciones que dejará de realizar a partir de la publicación de la resolución definitiva de la propuesta. Actualmente el costo de los servicios del Gestor del Mercado no alcanza a ser el cero punto uno por ciento (0.1%) del precio de un contrato de suministro del Mercado primario que puede considerarse un valor inferior al que incurrirían los Participantes del mercado a falta de contar con la información y, en general, con el cumplimiento de obligaciones asignadas al Gestor del Mercado.

Ver respuesta al comentario 3.14.

5.2 ACP

“A lo largo del título se evidencia que las responsabilidades así como algunos servicios prestados por el Gestor del Mercado se amplifican incluso pudiendo superar sus capacidades instaladas y de personal vigentes.”

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 al comentario 5.1.

5.3 ACP

“La definición ex ante y clara de las condiciones bajo las cuales se establecerán los Puntos de referencia es clave para el entendimiento y dimensionamiento de los impactos que podría traer al Mercado Mayorista el Mecanismo de Aseguramiento de la Demanda Esencial (MADE).”

Respuesta:

En la resolución definitiva se ajusta lo que inicialmente se propuso como Mecanismo de Aseguramiento de la Demanda Esencial (MADE), de modo tal que ya no aparece con el mismo desarrollo inicialmente propuesto.

Ver respuesta al comentario 3.14.

5.4 ACP

“Si bien, el desarrollo de información y la publicación de esta es uno de los valores agregados del servicio prestado por el Gestor del Mercado consideramos que por las dinámicas propias de la actividad de producción la creación de marcadores de precio por Fuente de Suministro pueden, no necesariamente representar la ponderación de precios para algunos Puntos de Entrega, divulgar esta información en algunos casos podría afectar la competitividad de las fuentes. De la misma forma, se generaría una condición de desbalance de información entre los precios de fuentes nacionales contra importadas.”

Respuesta:

En la resolución definitiva se establecerá la obligación de publicar precios promedio ponderado por Punto de Entrega y no por Fuente de Suministro.

5.5 ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.

“Puntos de referencia: Sin cambio trimestral y deben estar asociados a puntos físicos.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.14.

5.6 ANDESCO

"• Servicios Gestor de Mercado

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

Considerando la publicación de información adicional que tendría que hacer el gestor de mercado y en general las nuevas funciones que se le asignan, así como aquellas que ya no van a llevar a cabo por la modificación de la regulación, vemos necesario confirmar si las funciones adicionales que asumiría el Gestor de Mercado implican o no un ajuste de los valores que los agentes le reconocen a este."

Respuesta:

Ver repuesta al comentario 5.1.

5.7 CANACOL ENERGY

"Consideramos importante conocer cuales serán los puntos de referencia al igual que la metodología por la cual se definirán, en caso de que se requieran cambiar o adicionar los existentes, con el fin de dar un mejor entendimiento de los impactos que puede traer al mercado la aplicación del Mecanismo de Aseguramiento de la Demanda Esencial (MADE).

Se sugiere de forma prioritaria la inclusión en el artículo 5 de los puntos de referencia con los que se realizarían los balances, al igual que la definición, publicación y recepción de comentarios a la metodología para el establecimiento de modificaciones o nuevos Puntos de Referencia, esto como fase previa a la implementación de balances comerciales así como del MADE en pleno."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.14.

5.8 CANACOL ENERGY

"Teniendo en cuenta que la información reportada al gestor tiene la finalidad de permitir tener información confiable, recomendamos que las cantidades reportados sean las de los contratos efectivamente ejecutados, con el fin de evitar doble conteo de cantidades especialmente de los contratos interrumpibles. "

Respuesta:

Las cantidades reportadas en el registro de los contratos al Gestor del Mercado deben permitir el cumplimiento de varias funciones nuevas que se asignan al Gestor del Mercado, en particular de verificación de disponibilidad de cantidades ofertadas que no superen las cantidades que se pretenden registrar posteriormente y de comparación, como se puede observar en los numerales 7 del Anexo 1 de la resolución propuesta.

Por otra parte, es necesaria la información de las cantidades ejecutadas de cada contrato de suministro, para efectos de conocer el factor de utilización de las cantidades contratadas y otros aspectos que son de seguimiento de la CREG para evaluar y sustentar la necesidad de realizar ajustes a las medidas regulatorias vigentes.

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

5.9 CANACOL ENERGY

“Así mismo, respecto a la obligación establecida en el Parágrafo 3 respecto de la “obligación de comunicar a las autoridades de regulación, vigilancia y caso de cualquier posible incumplimiento de la regulación en la que, en cumplimiento de las funciones asignadas de Gestor de Mercado”, entendemos que este alcance puede resultar muy amplio y puede llevar a trámites que se podrían corregir a través de comunicaciones entre el gestor y los agentes del mercado. Por ello, se propone que el Gestor del Mercado primero requiera a los agentes por información adicional antes de iniciar trámites que puedan eventualmente incurrir en procedimientos administrativos que a través de verificaciones se puedan corregir.

Se sugiere, por los argumentos presentados anteriormente modificar el numeral 7 del artículo 5 quedando así:

Reporte y publicación de la información de los precios promedio ponderados por cantidades de los contratos efectivamente ejecutados, por modalidades contractuales, por Fuente de Suministro, así como promedios a nivel nacional.

Se sugiere modificar el Parágrafo Tercero del Artículo 5 artículo de la siguiente manera: “(...) En todo caso, sí tendrá la obligación de comunicar a las autoridades de regulación, vigilancia y control, previa solicitud de verificación de la información con el agente del mercado, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes al conocimiento del caso (...)”

Respuesta:

No le corresponde al Gestor del Mercado requerir a los agentes información adicional a la realizada por el agente, buscando aclarar posibles errores no intencionales en la gestión de información que los agentes deben entregar al Gestor del Mercado, antes de comunicar a las autoridades de control la situación detectada. Sin embargo, el Gestor del Mercado debe disponer de sistemas de información que le permita conocer al agente que llena datos en dichos sistemas, que está incurriendo en posibles errores de cálculo o inconsistencias con respecto a información con la que ya cuenta el Gestor del Mercado, para evitar que dichos errores lleven a reportes a las autoridades de vigilancia y control que no merecen desgaste alguno ni evidencian suficientemente comportamiento anómalos ni malintencionados ni de incumplimiento intencionado a la regulación de las reglas del Mercado Mayorista.

5.10 ECOPETROL

“Observamos que, en general, se establecen servicios adicionales para a cargo del Gestor del Mercado. Si bien consideramos que estos servicios son relevantes para el funcionamiento del mercado, sugerimos evaluar la capacidad del Gestor en términos de infraestructura y personal para manejar el volumen adicional de información, las actividades de validación correspondientes y la ejecución de mecanismos de comercialización. Estos costos deben reconocerse, en todo caso, asegurándose que son los eficientes para las responsabilidades que se le endilgan. ”

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 al comentario 5.1.

5.11 Efigas SA ESP

"En este artículo se establecen cada uno de los servicios que estarán a cargo del Gestor del Mercado entre los cuales se tienen:

- 1. Diseño, puesta en funcionamiento y administración del BEC.*
 - 2. Centralización de información transaccional y operativa.*
 - 3. Gestión del mecanismo de subasta en el Mercado primario de gas natural.*
 - 4. Gestión de los mecanismos de comercialización del Mercado secundario de gas natural.*
 - 5. Gestión de la información de la oferta de PTDFV, CIDVF, de las cantidades demandadas por los compradores y realización de los balances comerciales de la oferta y la demanda*
 - 6. Reporte de información para el seguimiento del Mercado Mayorista de gas natural.*
- (...)*

Se observa que, las nuevas funciones atribuidas al Gestor del Mercado carecen de una especificación detallada sobre los parámetros de su implementación y los alcances precisos. Esta falta de claridad podría potencialmente llevar al Gestor del Mercado a asumir funciones que podrían considerarse regulatorias, especialmente dado el papel crucial que desempeñan estas nuevas funciones en la propuesta. "

Respuesta:

En la mayoría de los casos enunciados en el comentario, el nivel de detalle de los servicios que debe prestar el Gestor del Mercado es el mismo que actualmente está estipulado en la Resolución CREG 186 de 2020 y que se mantiene en la nueva resolución. No se observa que, a falta de una mayor especificación que busca dar la flexibilidad necesaria para no limitar desarrollos autónomos del Gestor del Mercado, eventualmente el Gestor pueda ocupar espacios de regulación que le corresponden únicamente a la CREG.

Por otra parte, en el contenido posterior del texto de la resolución propuesta, se evidencia que hay instrucciones específicas al Gestor del Mercado de la manera en que debe ejecutarse los procesos en que se requiere al Gestor del Mercado realizar la gestión para lograr dicha ejecución.

5.12 Efigas SA ESP

"De acuerdo con el proyecto, el Gestor tendrá la responsabilidad de informar a las autoridades de vigilancia y control cualquier posible incumplimiento por parte de un agente. Si bien esta obligación es importante, sería fundamental que el Gestor realice una revisión directa del caso con el agente antes de emitir un informe, para evitar reportar casos en los que no se esté incumpliendo la regulación debido a posibles interpretaciones erróneas. Esta revisión previa con el agente garantizaría la precisión y justicia en los informes presentados a las autoridades."

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 al comentario 5.9.

5.13 EPM

"Observamos que la definición de punto de referencia no es clara en determinar si los puntos de referencia pueden variar cada vez que se realicen el balance trimestral, o en qué condiciones debería generarse un cambio. Igualmente, debería incluirse puntos físicos en donde confluyen varias fuentes, pues dicho punto no debería ser necesariamente virtual, por lo menos hasta que el transporte no sea un cuello de botella desde las fuentes existentes.

Incluir criterios técnicos para que el Gestor del Mercado pueda definir con mayor claridad cuáles deben ser los puntos de referencia y sus condiciones, antes de calcular un balance comercial para un proceso de comercialización trimestral. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.14.

5.14 EPM

"Dado que la remuneración del Gestor varía en función de los servicios prestados, y que la CREG plantea eliminar varios productos que generan costo en la tarifa actual, como son la subasta C1 y C2, la subasta mensual interrumpible, y la subasta bimestral de excedentes firmes, se solicita definir en la resolución en firme que la remuneración de dicho organismo deberá ajustarse de conformidad con las obligaciones eliminadas o adicionadas, a partir de la fecha de entrada en vigencia del año de gas, es decir, diciembre de 2023. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 5.1.

5.15 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. Esto evitará que el gestor se vea en la situación de asumir una función regulatoria que esté fuera de su alcance según lo establecido por la ley.

En este contexto, resulta imperativo que se establezca un marco detallado para la implementación de cada función asignada. Esto debe incluir criterios precisos para el desempeño de dichas funciones, junto con mecanismos sólidos para prevenir posibles errores. Dicha necesidad se torna aún más crítica considerando que se está delegando al gestor de mercado elementos esenciales de la propuesta regulatoria. "

D – 902 116 DE 2025 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 al comentario 5.1 y al comentario 5.11.

5.16 GASES DEL CARIBE

"Parágrafo 3. 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 los agentes involucrados, para posteriormente evaluar si se traslada a las entidades de control. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 5.9.

5.17 GESTOR DEL MERCADO

"Para el numeral 7 se sugiere que se establezca una metodología de cálculo de precios. "

Respuesta:

En la resolución definitiva se precisa que los precios promedio se deben calcular con base en el número de días de la duración del contrato para el período sobre el que se calcula el precio promedio, multiplicado por la cantidad máxima diaria garantizada en el contrato.

Así, si el promedio que se calcula es de un período de un mes, se obtiene la sumatoria del total de contratos, basado en la multiplicación de la cantidad diaria garantizada en cada contrato, multiplicada por el número de días de ejecución de ese mismo contrato en el mes, que es el período de cálculo, multiplicada por el precio de ese mismo contrato. Dicha sumatoria se divide por la sumatoria del total de contratos, basado en la multiplicación de la cantidad diaria garantizada en cada contrato, multiplicada por el número de días de ejecución de ese mismo contrato en el mes.

5.18 GESTOR DEL MERCADO

"Para el numeral 8, se sugiere que para la publicación de los valores obtenidos de los índices de actualización de precios establecidos en el Anexo 3 de la presente Resolución, para cada Trimestre Estándar, se establezca una metodología del contenido a publicar. "

Respuesta:

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

En el Anexo 3 se establece la forma de calcular los cocientes de actualización de precios de los índices establecidos por la CREG.

5.19 GESTOR DEL MERCADO

“En los párrafos 1 y 2 se sugiere detallar la información de transporte a que hace referencia y su efecto en la información a registrar al Gestor.”

Respuesta:

En la resolución definitiva se especifica que la información corresponde a la requerida en el Anexo 2 de la Resolución CREG 185 de 2020.

5.20 GESTOR DEL MERCADO

“Para el párrafo transitorio, se sugiere se ajuste el plazo de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha de publicación, y se enmarque dentro de los tiempos que implica un desarrollo de captura de información de la plataforma.”

Respuesta:

En la resolución definitiva no se exigirá la información que se planteó inicialmente en la propuesta del párrafo transitorio. Sin embargo, se establece una entrada en aplicación de la nueva resolución que no es inmediata sino que sería cuatro meses después, con el fin de que el Gestor del Mercado cuente con el plazo suficiente para realizar los ajustes al SEGAS del Gestor del Mercado, para realizar las pruebas de dichos ajustes y para capacitar a los Participantes del mercado sobre su funcionamiento antes de que se inicie el primer Trimestre Estándar de Negociación.

5.21 GESTOR DEL MERCADO

“El Párrafo 5. establece que El Gestor del Mercado no podrá registrar los contratos de los Participantes del Mercado Mayorista que no le hayan dado aviso del inicio de sus actividades, lo que conlleva a que no puedan ser ejecutados.

Se sugiere dar claridad respecto de cuales participantes del mercado deberán cumplir con dicha condición ante el Gestor del Mercado, teniendo en cuenta que la regulación actual establece dicho requisito únicamente para los Comercializadores.”

Respuesta:

En la resolución definitiva no se incluye la obligación al Gestor del Mercado inicialmente propuesta, pues con base en lo establecido en la Resolución CREG 123 de 2013 y los procedimientos actuales del Gestor del Mercado, dicho requerimiento se considera innecesario.

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

5.22 GESTOR DEL MERCADO

“Se sugiere adicionar en los términos de la Res CREG 123 de 2013.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 5.22.

5.23 GESTOR DEL MERCADO

“Se sugiere se establezca en esta resolución mecanismos y fuentes de oficial de la información para verificar “las condiciones de las Fuentes de Suministro que se establecen en el contrato.”

Respuesta:

No le corresponde al Gestor del Mercado verificar las condiciones de las Fuentes de Suministro para efectos de aplicación de regulación de mayor flexibilidad a dichas fuentes, en particular las contempladas en el artículo 2.2.2.2.24 del Decreto 1073 de 2015. El vendedor de cada fuente deberá declarar al Gestor del Mercado la clasificación de dicha fuente al respecto del artículo en mención, en el formato que para ello disponga al Gestor del Mercado y de manera consistente con la ejecución del contrato E&P con la ANH y la declaración de Potencial de Producción al MME.

5.24 GESTOR DEL MERCADO

“Para el numeral 11, se sugiere eliminar el numeral en virtud que las funciones del gestor debe ser específicas en línea con los servicios reconocidos.”

Respuesta:

En la resolución definitiva se elimina el numeral 11 comentado.

5.25 GESTOR DEL MERCADO

“Para el párrafo 3, se sugiere especificar los “casos de ejercicio de poder de mercado,” que se reportarían a las entidades competentes. En complemento sugerimos ampliar la “obligación de comunicar” a un periodo fijo mensual.”

Respuesta:

La obligación que se establece al Gestor del Mercado en el párrafo 3, de comunicar a las autoridades de regulación, vigilancia y control, no corresponde a la ocurrencia de casos de ejercicio de poder de mercado, sino que se especifica que se trata de “conocimiento de cualquier posible incumplimiento de la regulación”, a partir de las funciones que se le asignan, por lo que

D – 902 116 DE 2025 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 entiende que se trata de posibles incumplimientos a las reglas explícitas de funcionamiento del Mercado Mayorista y no se trata de informar posibles casos de ejercicio de poder de mercado

5.26 TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.

"Se observa en la resolución que se están otorgando nuevas facultades al Gestor del Mercado para los distintos procesos del Mercado Mayorista del gas natural, al respecto, por favor confirmar que las funciones adicionales que asumiría el gestor no implican un ajuste de los valores que los agentes le reconocen al gestor."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 5.1.

Artículo 6

Sin comentarios.

Artículo 7

7.1 GESTOR DEL MERCADO

"Se sugiere que se detalle la metodología del cálculo de las cantidades objeto de la facturación en caso de tener una firmeza parcial. Caso CF95, CF80, a aquellos que contengan cantidades de tipo firme, en contratos suscritos en virtud de lo establecido en el parágrafo del artículo 20 de la presente resolución."

Adicionalmente la metodología de estimación para contratos que podrían no estar vigentes todo el mes caso, Contrato de suministro de contingencia, CSC, por lo que también se sugiere detallar la metodología del cálculo."

Respuesta:

No corresponde incluir en las reglas del Mercado Mayorista el detalle de las ecuaciones de cálculo que deben realizarse con el fin de liquidar el costo de los servicios del Gestor del Mercado a los Participantes del mercado responsables de su pago.

7.2 GESTOR DEL MERCADO

"Se sugiere detallar la modalidad contractual para registrar los contratos estipulados en el parágrafo del artículo 20 de la presente Resolución."

D – 902 116 DE 2025 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:

En la resolución definitiva se especifica la modalidad contractual, que corresponderá particularmente a los contratos de PTDV en Pruebas y a contratos con interrupciones que adquieren firmeza diaria.

Artículo 8

8.1 ACOLGÉN

“En lo que tiene que ver con los contratos CFX, dado lo especial de este usuario no regulado de gas natural, quisiéramos proponerle a la CREG que el mínimo nivel de parte fija no se limite al 80%, sino que sean los mismos agentes en su negociación bilateral los que puedan acordar dicho valor; para que agentes como los térmicos tengan la posibilidad de negociar factores fijos inferiores.”

Respuesta:

En su momento inicial para la publicación de la resolución CREG 089 de 2013, la CREG descartó la posibilidad de utilizar diferentes niveles de pago mínimo en los contratos de la modalidad take or pay a partir de que uno de los principales propósitos de la propuesta regulatoria es aumentar la transparencia y la liquidez del Mercado Mayorista de gas natural. En este sentido, la principal razón para eliminar la posibilidad de celebrar contratos “pague lo contratado” o ‘take or pay’ era que su existencia en el mercado abre la posibilidad para que en él se transe un número plural de contratos diferentes, lo cual resta liquidez al mercado. Este concepto es asimilable a diferentes porcentajes de pago mínimo en los contratos de suministro, pues cada porcentaje diferente implica necesariamente un precio diferente ante la evidente mayor o menor asignación de riesgo de ingreso al vendedor. De hecho, la modalidad CFXX es una adaptación de la modalidad take or pay, solo que el período de compensación de gas no consumido en un día por debajo del nivel de pago mínimo, tiene una compensación en el mismo mes de liquidación del contrato en los contratos CFXX.

En todo caso, en la resolución definitiva se mantiene la posibilidad de que los mismos Participantes del mercado de Gas Natural podrán solicitar a la CREG la inclusión de modalidades contractuales adicionales a las establecidas en la resolución para el Mercado primario. A partir de ello, la CREG efectuará a su análisis y, de encontrarlo necesario y pertinente, procederá a su aprobación mediante Resolución aparte, siguiendo los procedimientos pertinentes que se desarrollan para las regulaciones de iniciativa de la CREG. Estas nuevas modalidades de contratos deberán cumplir con los requisitos mínimos de que trata el Capítulo II del Título III de la resolución definitiva.

Por otra parte, los contratos con interrupciones han sido una solución para el suministro del gas en el esquema variable de consumo por parte de un agente térmico, en el que no se obliga a un pago mínimo. Sin embargo, en la resolución definitiva se establecen cambios al mecanismo de comercialización en el Mercado primario de los contratos con interrupciones buscando lograr

D – 902 116 DE 2025 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

mayor eficacia en el uso de esta modalidad contractual, pasando de la subasta mensual establecida en la Resolución CREG 186 de 2020, a mecanismos libres mediante negociaciones directas, con dos condiciones específicas:

- En las condiciones de negociación de los contratos se deberá indicar el criterio objetivo y neutral que será utilizado por el vendedor para definir, durante la ejecución diaria de los contratos, qué nominaciones que hagan los compradores serán las que se autorizarán por el vendedor para la entrega en el día de gas.
- En ningún caso un vendedor podrá registrar en un solo contrato con interrupciones, una cantidad superior a la PTDV/CIDV remanente de la Fuente de Suministro del contrato, para el período de ejecución del mismo. Sin embargo, la suma de la totalidad de las cantidades de los contratos con interrupciones de una misma Fuente de Suministro podrá ser superior a la PTDV/CIDV remanente de dicha fuente para el período de ejecución de los mismos.

La aplicación de estas condiciones tiene por objetivo dar el mayor uso posible de cantidades de gas que no se ofrecen para contratación en firme por parte de los vendedores y dar mayor certeza diaria a los compradores de la posibilidad real de entregas de gas para el día de gas.

Por otra parte, se establece que en la ejecución del contrato con interrupciones se considera firme o que garantiza firmeza en un día de gas, cuando se cumple con cada una de las siguientes condiciones: i.) En desarrollo del ciclo de nominación del día previo al día de gas, la parte compradora nombra una cantidad de gas; y, ii.) La parte vendedora autoriza la cantidad de energía a suministrar en el día de gas siguiente. A partir de lo anterior, al contrato le son aplicables los requisitos mínimos establecidos por la CREG para su ejecución en el día de gas para el que se cumplieron las dos condiciones mencionadas. El contrato se considera que cuenta con Respaldo Físico, cuando en adición al cumplimiento de las condiciones anteriormente enunciadas, la Fuente de Suministro utilizada cuenta con Reservas de Gas Natural.

Ver respuesta al comentario 3.44.

8.2 ACP

“Si bien la posibilidad de solicitar la inclusión de nuevas modalidades contractuales es un paso importante para la flexibilidad contractual, es importante darle una temporalidad al análisis y decisión sobre la aplicación de las propuestas realizadas.”

Respuesta:

No se considera adecuado colocar un plazo específico para efectos de decisiones respecto de modalidades contractuales que, en virtud de la posibilidad que se establece en la propuesta de resolución, sean propuestas por los Participantes del mercado. Ello en razón a que la Agenda Regulatoria se determina anualmente para el siguiente año calendario, y depende de la priorización de los temas a tratar para lo que no solamente se tienen consideraciones de tipo técnico y jurídico, sino también se deben tener en cuenta priorizaciones del Gobierno Nacional para el desarrollo de sus políticas energéticas generales y de la misma CREG, para el desarrollo de las reglas del sector, con base en las funciones que le corresponden ejercer .

D – 902 116 DE 2025 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

8.3 ANDEG

"El esquema propuesto CF80 no es un buen incentivo para garantizar la contratación de gas natural requerido para el agente térmico, por la curva de carga en especial de aquellos agentes de generación ubicados en el interior del país, con lo que ponemos a consideración de la CREG la posibilidad de evaluar mecanismos más flexibles de contratación para el sector térmico que consideren las características del despacho eléctrico.

Por su parte, en la propuesta del Plan Energético Nacional-PEN, se considera para los diferentes escenarios de análisis desde 2028, que las plantas térmicas que generen con combustibles líquidos, generen con gas natural; en esa vía, dado que la generación con combustibles líquidos se da en el interior del país y se tiene previsto que el gas natural sea el combustible principal, el regulador podría fomentar esquemas de contratos que le garanticen flexibilidad y liquidez al generador térmico, con lo que se dinamice la demanda de gas natural, como combustible de transición energética, acorde a los objetivos del PEN."

Respuesta:

La modalidad CF80 propuesta no tiene por objetivo único la atención de la demanda del sector térmico, sino también la de los demás sectores de demanda, cuyo perfil de consumo se puede atender a un menor costo de suministro (que no de precio) con una combinación de las modalidades CF80 y CF95.

Ver respuesta al comentario 8.1.

8.4 ANDESCO

"Por otro lado, debido a las características de los generadores térmicos, consideramos importante que estos cuenten con unos tipos de contratos que les permita tener mayor flexibilidad para la contratación de gas natural. En tal sentido sugerimos la siguiente alternativa para que sea evaluada:

Ajustar la modalidad de contrato OCG, incluyendo además de la condición de "probable escasez" bajo la cual se activa el suministro de gas, la condición de que sea la "pactada entre las partes", de forma que, por ejemplo, los agentes puedan pactar condiciones de activación cuando una planta térmica sea requerida en el despacho eléctrico diario, lo que les permitiría solventar requerimientos de gas en condiciones distintas a la escasez como lo son la generación por seguridad y por mérito. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.15 y al comentario 8.1.

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

8.5 CANACOL ENERGY

"Teniendo en cuenta el parágrafo 6, del artículo 8, consideramos que la inclusión de modalidades contractuales debe tener un plazo de análisis y decisión sobre la aplicación de las propuestas realizadas."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 8.2.

8.6 CANACOL ENERGY

"También consideramos importante modificar lo establecido en el Parágrafo 1, pues establece que: ""los contratos de suministro de gas que estén en ejecución a la entrada en vigencia de la presente Resolución, incluidos los Contratos de Suministro Firme or Take or Pay suscritos antes de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 089 de 2013, continuarán rigiendo hasta la fecha de terminación pactada en los mismos"".

Es importante modificar el término ""en ejecución"" a ""firmados"", pues esta disposición podría hacer entender que los contratos que ya se encuentren suscritos, pero que no hayan iniciado el suministro deben ajustarse a lo establecido en esta Resolución. En todo caso, si esa es la interpretación de la CREG se debe tener en cuenta que existen contratos que se han suscrito con anterioridad, que hacen parte de negociaciones de contratos que comienzan su suministro en años posteriores a los cuales se les podría afectar las condiciones inicialmente pactadas entre las Partes y podría incluso llevar a discusiones respecto de las ecuaciones económicas inicialmente pactadas, afectar la libre voluntad de las Partes al momento de la suscripción de los Contratos, especialmente para los productores-comercializadores, que finalmente afectarían el suministro."

Respuesta:

En la resolución definitiva se especificará que los contratos de suministro de gas que estén registrados a la entrada en vigencia de la nueva resolución, incluidos los Contratos de Suministro Firme o Take or Pay suscritos antes de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 089 de 2013, continuarán rigiendo hasta la fecha de terminación pactada en los mismos.

8.7 ECOPETROL

"En concreto, sugerimos:

1. Permitir la suscripción de contratos de suministro de gas natural, tanto con demanda esencial como con demanda no esencial, para el gas proveniente de aquellos campos para los que no se ha declarado la comercialidad, y por tanto no cuentan con reservas. Es importante mencionar 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 gas natural vehicular (GNV).

D – 902 116 DE 2025 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 posibilidad de asegurar su atención es crítica para proyectos de gran envergadura, como los que se adelantan en áreas costa afuera.

Esto permitiría que los comercializadores que atienden demanda esencial aseguren el suministro de gas natural a partir de una fecha futura, a un precio previamente negociado y, de esa manera, también permitiría a los proyectos costa afuera asegurar el flujo de ingresos necesarios para su viabilidad financiera. Asimismo, permitiría cumplir con el objetivo de política pública de asegurar que la demanda esencial cuente con Respaldo Físico.

En efecto, la definición de 'Respaldo Físico' del Decreto 2100 de 2011, compilada en el Decreto 1073 de 2015, establece que corresponde a la "[g]arantía de que un productor cuenta con Reservas de Gas Natural, o que un comercializador cuenta físicamente con el gas 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." (subrayas propias). Es decir, la definición de 'Respaldo Físico' establece la obligación de contar físicamente con gas natural o capacidad, explícitamente, desde el momento en que se inicia la entrega, con el fin de 'cumplir compromisos contractuales firmes'.

En tal sentido, considerando la definición de 'Respaldo Físico', es jurídicamente viable suscribir contratos de suministro de largo plazo con la demanda esencial, siempre que las entregas inicien después de la certificación de las reservas. Esto es, garantizando el 'Respaldo Físico' al inicio de las entregas, contando con la certificación de reservas correspondiente previamente.

De lo anterior se colige que permitir que en el caso de los campos para los que no se ha declarado la comercialidad, y por tanto no cuentan con reservas, se suscriban contratos de suministro de gas natural con demanda esencial, permitiría cumplir con el objetivo de política pública de asegurar que la demanda esencial cuente con Respaldo Físico. Lo anterior en la medida en que, como lo precisa el documento soporte del proyecto de resolución, los contratos suscritos únicamente asegurarán Respaldo Físico para la demanda esencial cuando se certifiquen las reservas del proyecto asociado, esto es, cuando se declare la comercialidad de dicho proyecto. (subrayado con resaltado fuera de texto). "

Respuesta:

En la resolución definitiva se da mayor claridad sobre la diferenciación para las negociaciones de suministro del Mercado primario, en las que se utilizan fuentes de Suministro que están en pruebas o que no han declarado comercialidad. Así, hay dos etapas de suministro diferentes, que implican condiciones de negociación diferentes:

- Suministro de gas mientras se realizan las pruebas que se realizan al campo, para los que la ejecución del suministro de los contratos negociados no puede superar la duración del período de pruebas autorizada por la ANH, y cuya negociación parte de la PTDV declarada al MM y de la PTDV en Pruebas declarada al Gestor del Mercado. Las modalidades contractuales pueden ser contrato con interrupciones o Contrato de PTDV en Pruebas.
- Suministro de gas cuya ejecución iniciará después de la declaración de comercialidad del campo de producción, en el que el cumplimiento de la ejecución del contrato está sometida

D – 902 116 DE 2025 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

a condiciones precedentes establecidas por voluntad de las partes y en los que la CREG no establece condiciones para ello. En la resolución definitiva se establece un artículo dedicado a las condiciones de registro de los contratos con Respaldo Físico que surgen como resultado del cumplimiento de las condiciones precedentes, que en la propuesta de resolución publicada se encontraban ubicadas en diferentes artículos. Estos contratos han sido nominados por el MME en el Decreto 1467 de 2024, como “Contratos Firmes sujetos a Condiciones”.

8.8 MC2 SAS ESP

"Parágrafo 3. La razón de la inclusión de la expresión ""cantidades a facturar"" y eliminación de ""cantidades pagadas"" no es clara.

En contratos firmes, incluso 80% y 95%, si no se consumen las cantidades contratadas, el compromiso de la firmeza implica que por la disponibilidad de las cantidades comprometidas, debe pagarse el precio pactado, incluso, si no se consumen. Por lo tanto, el vendedor procede a facturar y el comprador debe pagar.

En ese sentido, se pregunta si esta disposición implica que solo tratándose de cantidades no consumidas y no facturadas (a facturar) no se podrán pactar periodos de compensación y, por lo tanto, tratándose de cantidades no consumidas, facturadas y pagadas, sí podrán pactarse periodos de compensación.

Se solicita a la CREG dar claridad sobre el alcance de esta modificación, particularmente, aclarar si los agentes podrán acordar periodos de compensación de cantidades no consumidas, facturadas y pagadas. De lo contrario, dejar la redacción relacionada con las cantidades no consumidas y pagadas."

Respuesta:

El texto propuesto establece que no se podrán pactar períodos de compensación para cantidades a facturar, que no fueron consumidas en el mismo mes de suministro a ser facturado. Lo anterior, por cuanto la facturación del consumo de un mes dado se realiza en el mes siguiente. Así se entiende que el consumo del mes completo no se puede facturar en el transcurso de ese mismo mes en que se realiza el suministro, por cuanto no se conoce el consumo total del mes, sino al principio del mes siguiente. Con ello se busca dar claridad al texto vigente, respecto de la temporalidad de las cantidades pagadas y no consumidas.

8.9 Naturgás

"En este Artículo se establecen modalidades de contratos definidos por la regulación. Dentro de ellos está la OCG y el CFC que se entiende son complementarios, pero el vendedor tiene la potestad de definir las cantidades que desea negociar en cada modalidad de contrato. La condición de activación de estos contratos también está definida regulatoriamente, i.e. cuando se presente la condición de probable escasez y excepto en hasta cinco (5) días calendario definidos a discreción del vendedor.

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

Es claro que dentro de las modalidades de contratos definidas por el regulador el contrato OCG es el más adecuado para el generador térmico. Consideramos pertinente que desde la regulación se definan otros productos o contratos que también puedan ser adecuados para el generador térmico, como podría ser un contrato OCG, y por tanto su contraparte CFC, en el que las partes puedan establecer de mutuo acuerdo la condición de activación. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.15 y al comentario 8.1.

8.10 Prime Energía Colombia

"Pasando a comentarios puntuales de la resolución, resaltamos la incorporación de nuevos tipos de contratos como el CF80.

Consideramos que el porcentaje de firmeza debe pactarse libremente entre comprador y vendedor dependiendo de la despachabilidad de las plantas térmicas, la cantidad de excedentes de gas natural en el mercado, la temporada (verano – lluvias), entre otros factores. El parque generador térmico requiere productos más flexibles que se armonicen con el despacho eléctrico, los requerimientos de la demanda eléctrica y la intermitencia proveniente de la introducción de fuentes renovables no convencionales a la matriz eléctrica. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.15, al comentario 8.1 y al comentario 8.3.

8.11 PROMIGÁS

"Sobre las modalidades de contratos propuestas en el Proyecto de Resolución, éstas no se alinean a los patrones de consumo de los generadores térmicos, quienes se caracterizan por contar con una alta variabilidad en los requerimientos de gas. Esta circunstancia implica que estos agentes no puedan asumir contratos CF95 y CF80 por su alto compromiso de consumo firme diario. Por otro lado, si negocian contratos OCG, el suministro de gas únicamente podría activarse bajo la “condición de probable escasez”, lo que responde al ejercicio de las Obligaciones de Energía en Firme (OEF), y los inhabilita para utilizar el gas natural para atender requerimientos en condiciones distintas a la de escasez como lo son la generación por seguridad y por mérito.

Por lo anterior, resulta necesario que la Comisión establezca una modalidad de contrato flexible dirigida a los agentes termoeléctricos. Si bien el regulador habilita la opción para que los agentes soliciten la inclusión de nuevas modalidades contractuales, lo cual podría ser utilizado por los generadores para proponer una modalidad de contrato que se ajuste a sus necesidades, se considera necesario que la Comisión incluya en la resolución definitiva un tipo de contrato dirigido a este tipo de agentes, entre otras, considerando la importancia de esta demanda tanto para el sector de gas natural, como para la confiabilidad del sector eléctrico del país

D – 902 116 DE 2025 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

Una alternativa posible y conveniente es ajustar la modalidad de contrato OCG, permitiendo que la condición de activación de la opción sea pactada entre las partes, sin limitarla a una condición de “probable escasez”. De forma que, por ejemplo, los agentes puedan pactar condiciones de activación asociadas al despacho eléctrico diario, lo que les permitiría atender requerimientos de generación por seguridad y por mérito. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.15, al comentario 8.1 y al comentario 8.3.

8.12 SPEC

"Las modalidades de contrato propuestas no se alinean a los patrones de consumo de los generadores térmicos, quienes se caracterizan por contar con una alta variabilidad en los requerimientos de gas. Esta circunstancia implica que estos agentes no puedan asumir contratos CF95 y CF80 por su alto compromiso de consumo firme diario. Por otro lado, si negocian contratos OCG, el suministro de gas únicamente podría activarse bajo la “condición de probable escasez”, lo que responde al ejercicio de las Obligaciones de Energía en Firme (OEF), y los inhabilita para utilizar el gas natural para atender requerimientos en condiciones distintas a la de escasez como lo son la generación por seguridad y por mérito.

Por lo anterior, resulta necesario que la Comisión establezca una modalidad de contrato flexible dirigida a los agentes termoeléctricos. Si bien el regulador habilita la opción para que los agentes soliciten la inclusión de nuevas modalidades contractuales, lo cual podría ser utilizado por los generadores para proponer una modalidad de contrato que se ajuste a sus necesidades, se considera necesario que la Comisión incluya en la resolución definitiva un tipo de contrato dirigido a este tipo de agentes, entre otras, considerando la importancia de esta demanda para el sector de gas natural.

Una alternativa posible y conveniente es ajustar la modalidad de contrato OCG, específicamente modificando la condición de “probable escasez” bajo la cual se activa el suministro de gas. Se propone que la condición pueda ser “pactada entre las partes”, de forma que, por ejemplo, los agentes puedan pactar condiciones de activación cuando la planta térmica sea requerida en el despacho eléctrico diario, lo que les permitiría solventar requerimientos de generación por seguridad y por mérito."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 8.11.

8.13 SURTIGÁS

"Las modalidades de contratos propuestas en el Proyecto de Resolución, no se alinean a los patrones de consumo de los generadores térmicos, quienes se caracterizan por contar con una alta variabilidad en los requerimientos de gas. Esta circunstancia implica que estos agentes no

D – 902 116 DE 2025 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

puedan asumir contratos CF95 y CF80 por su alto compromiso de consumo firme diario. Por otro lado, si negocian contratos OCG, el suministro de gas únicamente podría activarse bajo la “condición de probable escasez”, lo que responde al ejercicio de las Obligaciones de Energía en Firme (OEF), y los inhabilita para utilizar el gas natural para atender requerimientos en condiciones distintas a la de escasez como lo son la generación por seguridad y por mérito.

Por lo anterior, resulta necesario que la Comisión establezca una modalidad de contrato flexible dirigida a los agentes termoeléctricos. Si bien el regulador habilita la opción para que los agentes soliciten la inclusión de nuevas modalidades contractuales, lo cual podría ser utilizado por los generadores para proponer una modalidad de contrato que se ajuste a sus necesidades, se considera necesario que la Comisión incluya en la resolución definitiva un tipo de contrato dirigido a este tipo de agentes, entre otras, considerando la importancia de esta demanda tanto para el sector de gas natural, como para la confiabilidad del sector eléctrico del país.

Una alternativa posible y conveniente es ajustar la modalidad de contrato OCG, permitiendo que la condición de activación de la opción sea pactada entre las partes, sin limitarla a una condición de “probable escasez”. De forma que, por ejemplo, los agentes puedan pactar condiciones de activación asociadas al despacho eléctrico diario, lo que les permitiría atender requerimientos de generación por seguridad y por mérito.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 8.11.

8.14 VANTI

"Se ignora una práctica que es usual y ampliamente utilizada por la industria a nivel internacional: un contrato “take or pay” con cláusulas de “make up”. Este tipo de cláusulas permiten al comprador tomar el gas pagado y no usado durante un período prudencial de tiempo después de la fecha pactada para el suministro. Son cláusulas que se adaptarían en contratos como los que se ejecutan en las condiciones colombianas, donde quienes atienden demanda deben cubrirse para los picos de consumo por las exigencias legales de continuidad del servicio. Eso implica que contratos con un componente alto de firmeza resultan más eficientes pues la falta de consumo intersemanal y estacional puede recuperarse en períodos posteriores.

No es clara la razón por la cual la CREG no considera este tipo de mecanismos en las actuales circunstancias. En ausencia de este, se protegen las rentas del productor —que recibe el pago— pero sabe que el gas no va a ser consumido. Por lo tanto, el gas permanece en el campo del productor y será vendido nuevamente en el futuro.

Se podría argumentar que los agentes pueden vender esos sobrantes de gas en el secundario, pero de ser cierta esa premisa implicaría que haya comportamientos anticíclicos de parte de la demanda, lo cual no necesariamente es cierto. Por lo general, la estacionalidad de los mercados residencial y comercial es similar a la estacionalidad del sector productivo (consumos valle en sábados y domingos, por ejemplo).

D – 902 116 DE 2025 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

Si se incluyeran este tipo de cláusulas en los contratos firmes de suministro, la demanda recibiría precios más eficientes. A falta de capacidad suficiente de almacenamiento, la introducción de este tipo de cláusulas facilitaría la contratación de largo plazo para demanda esencial y no esencial."

Respuesta:

El precio de venta en un contrato de suministro no se limita al costo en sí de las moléculas de gas, que hace parte del costo de oportunidad, sino que es influenciado severamente por el costo de las facilidades de producción, gasoductos aferentes, plantas de tratamiento y demás a las que se obliga el vendedor del Mercado primario tener listas para ser utilizadas con el fin de cumplir las entregas del gas garantizado. Si un comprador no nomina la cantidad total garantizada en el contrato de gas, las facilidades anteriormente mencionadas deben tener la capacidad de manejar el total del volumen garantizado, así finalmente no sea necesario utilizarlas en la capacidad instalada para dicha garantía. El vendedor necesita asegurar el ingreso para la recuperación de los costos de la infraestructura construida para la explotación del gas, que depende en gran parte de la cantidad contratada, y no de la cantidad entregada finalmente.

Por otro lado, en los contratos internacionales de gas la manera en que se realiza la "compensación" no es una sola, porque la compensación puede ser valorada en dinero y no solo en volumen, dependiendo de las condiciones de variación de los precios del mercado. Un principio en la comercialización internacional sobre los contratos Take or Pay es que el vendedor asume el riesgo de precio y el comprador asume el riesgo de volumen.

Ver respuesta al comentario 8.1.

Artículo 9

9.1 ECOPETROL

"El artículo establece que en relación con la aplicación de los requisitos mínimos de los contratos ""(...) los mismos requisitos mínimos deberán ser aplicados para las cantidades de gas contempladas en aquellos contratos a suscribir en virtud de lo contemplado en el parágrafo del artículo 20 de la presente resolución, en que se pacten parcial o totalmente cantidades de tipo firme o que garantiza firmeza, sobre las que se garantiza el servicio de suministro, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas." (subrayas propias)

Además, el parágrafo del artículo 20 de la resolución en comento plantea que "[d]e 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 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

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

de una cantidad del gas contratado. En estos casos exceptuados las partes, de común acuerdo, definirán las condiciones de los contratos que celebren.” (subrayas propias).

Lo anterior permite concluir que la propuesta regulatoria hace un cambio de fondo a la aplicación de los requisitos mínimos en los contratos. Es importante mencionar que el parágrafo del artículo 20 de la Resolución CREG 186 de 2020 permite, entre otras, que en algunas de algunas fuentes las partes puedan definir los requisitos mínimos de los contratos de manera libre, en su negociación bilateral.

Sin embargo, el proyecto de resolución limitaría la posibilidad de que en el caso de los campos a los que se hace referencia en el parágrafo del artículo 20 se definan los requisitos mínimos de los contratos de manera libre. En particular, el proyecto de resolución plantea que solo se cuente con esa libertad para la suscripción de contratos con interrupciones y se elimine esa posibilidad para aquellos contratos en que se pacten parcial o totalmente cantidades de tipo firme o que garantiza firmeza.

Observamos que la disposición propuesta no está en línea con lo establecido en el Decreto 2100 de 2011, cuyo artículo 12 establece:

“Artículo 12. Excepciones a los mecanismos y procedimientos de Comercialización de la PTDV. Los mecanismos y procedimientos de comercialización de que trata el artículo 11 de este decreto no se aplicarán a las actividades que se relacionan a continuación:

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.
3. La comercialización de gas en yacimientos no convencionales.

Parágrafo. Los Agentes que realicen las actividades mencionadas en este artículo comercializarán el gas en las condiciones que ellos definan, pero deberán sujetarse a las modalidades de contratos de suministro previstos en la regulación. No obstante, estos Agentes podrán aplicar los mecanismos y procedimientos de comercialización que establezca la CREG.” (subrayas propias).

El artículo citado hace referencia a que en los casos exceptuados, si bien aplicarán las modalidades de contratos reguladas por la CREG, los agentes tendrán en cualquier caso completa libertad para detallar los requisitos mínimos de los contratos, esto es, las condiciones que regirán dichos contratos.

Sugerimos eliminar la referencia citada.

De manera alternativa, para asegurar que la regulación esté en línea con la política pública, sugerimos precisar que esta disposición no aplicará a: i) la comercialización de gas de campos menores; ii) la comercialización de gas de campos que se encuentren en pruebas extensas; iii) la comercialización de gas de campos para los cuales no se haya declarado su comercialidad; y iv) la comercialización de gas de yacimientos no convencionales.”

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 artículo 12 del Decreto 2100 de 2011 enunciado en el comentario es claro en lo siguiente (se extrae):

*“(…) no se aplicarán a **las actividades que se relacionan** a continuación:*

*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” (subrayado en negrilla fuera de texto)*

La comercialización del gas en campos en pruebas se basa en la PTDV que excepcionalmente el Decreto le permite declarar al MME. Esas cantidades no corresponden a un Potencial de Producción, PP, por cuanto el campo no cuenta con Reservas de gas y, por tanto, no puede declarar ese PP. Por tanto, lo que determina el Decreto es la libertad de negociar las entregas del gas que se produce solo cuando se encuentra en pruebas el campo de producción. No se trata de la negociación del gas que se espera producir después de terminadas las pruebas, una vez se declara comercialidad del campo.

Ver respuesta al comentario 8.7.

Artículo 10

10.1 ENEL Colombia S.A. ESP

"Artículo 10. Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña.

En el párrafo 1 del artículo 10 de la resolución 702 003 de 2023, se menciona:

“Párrafo 1. La obligación de los compradores de pagar el servicio de suministro del gas contratado se suspenderá durante la ocurrencia de los eventos eximentes de responsabilidad, como lo son los originados por fuerza mayor, el caso fortuito y la causa extraña. En caso de que no se afecte la capacidad total de suministro, el comprador deberá pagar la cantidad que efectivamente le fue entregada.”

En esta redacción, se puede notar que de una manera indirecta se están equiparando ambos tipos de eventos o mejor aún, se está dando a entender que los eventos de fuerza mayor, caso fortuito y la causa extraña, son consecuencia de la ocurrencia de eventos eximentes de responsabilidad, cayendo en una contradicción, precisamente por las definiciones dadas en el artículo 3, de la misma resolución. Es por eso por lo que, teniendo en cuenta además las implicaciones jurídicas y regulatorias que esto podría acarrear, se sugiere aclarar en esta redacción la naturaleza distintiva de cada evento, como se ha venido haciendo en las resoluciones anteriores.”

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 resolución definitiva se hará el ajuste del texto mencionado, para que no haya confusión al respecto.

10.2 TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.

"Es importante que haya claridad y precisión en los tiempos de las notificaciones y avisos para evitar contingencias, interpretaciones y controversias eventuales entre los contratantes. Para los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña no se está dando claridad que para efectos de cantidades afectadas de entrega, si los efectos sobre estas serán posteriores al aviso a los clientes.

En ningún caso se deberían afectar las cantidades previamente aceptadas y consumidas por los agentes antes del aviso del evento. Igualmente tampoco permitir a los agentes compensaciones, ajustes de balance o similares, respeto a cantidades ya nominadas, entregadas o transportadas antes del aviso.

Se sugiere incluir que los eventos de fuerza mayor y/o eximentes del productor o transportador sean trasladables uno a otro, por la afectación que se tendría en la cadena para el abastecimiento de la demanda."

Respuesta:

No es clara la sugerencia del comentario, cuando se hace referencia al alcance de "trasladables uno a otro", lo que podría tener implicaciones por fuera de las que se espera que resulten del texto de la propuesta publicada para comentarios.

Artículo 11

11.1 ACOLGÉN

"Numeral 5. En virtud del principio de igualdad, recomendamos a la Comisión extender dicho planteamiento para los contratos de transporte, los cuales presentan los mismos eventos eximentes frente a su infraestructura que ocasionan imposibilidad de transportar gas a la demanda. Sobre el particular, y si bien entendemos que los mismos se contemplan en la Resolución CREG 185 de 2020, recomendamos que se tengan en cuenta por parte de la Comisión, para efectos de seguimiento y actualización de la citada Resolución."

Respuesta:

No es claro el alcance o cómo se define el principio de igualdad que se utiliza como argumento en el comentario recibido. El contrato de suministro no es igual al contrato de transporte, empezando por el hecho que una d las partes de ambos contratos es diferente.

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

Adicionalmente, en la metodología de remuneración del servicio complementario de transporte de gas natural la CREG utiliza criterios que no son aplicables a la actividad de suministro, en la que el precio no es regulado sino libre. Dicha diferencia, entre otras, es necesaria tenerse en cuenta para efectos de aplicar los eventos que ocurran en la actividad de suministro, que afecten el uso de la capacidad de transporte por parte del remitente.

Es claro que la reasignación de riesgos entre las partes del contrato y la reciprocidad de los eventos eximentes afecta el equilibrio de cada contrato, para lo cual la forma en que se determina el precio es factor a tener en cuenta, que son diferentes entre la actividad de suministro y la actividad de transporte, como arriba se ha mencionado.

En el seguimiento de la aplicación de la metodología de remuneración de la actividad de transporte de gas natural se tendrá en cuenta, en todo caso, la situación que se ha establecido como evento eximente en suministro, para efectos de evaluar si se establecen nuevos eventos eximentes en transporte, de la manera más recíproca posible y eficiente para el usuario final que asume los costos de ambos contratos.

11.2 ACP

“Si bien en el artículo de la referencia se incluye como evento eximente todos los casos en que pueda fallar o estar indisponible la infraestructura de transporte consideramos importante que se avance en la integración de este mismo concepto en el transporte, de forma que los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, así como eventos eximentes en suministro, labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos en los activos de producción sean considerados como eventos eximentes de responsabilidad de pago por parte de la demanda de capacidad de transporte. Esto generaría una asimetría en las condiciones comerciales de pago para la oferta y la demanda.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 11.

11.3 ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.

"Evento eximente de responsabilidad incluye en el numeral 5 las afectaciones que presente el transportador, mencionando que “contiene el punto de entrada que sirve como Punto de Entrega del respectivo contrato de suministro” los contratos de suministro en su mayoría son en boca de pozo y las afectaciones de transporte se pueden presentar en cualquier punto del SNT no necesariamente el punto de entrada del transportador será el Punto de Entrega del contrato de suministro declarado en el evento.

Revisar alcance dado que todos los contratos de transporte no incluyen un punto de suministro físico."

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 responsabilidad del vendedor del contrato de suministro en la entrega del gas natural termina en el Punto de Entrega, y es con ello que se negocia el precio del contrato. Cuando el comprador utiliza medios de transporte del gas recibido en el Punto de Entrega, diferentes a un gasoducto físico, la situación no es comparable con la que se propone en la resolución publicada, en la que se cuenta con una metodología de comercialización de la capacidad de transporte por gasoductos físicos, que especifica, entre otras, las horas máximas de mantenimiento permitidas como evento eximente de transporte.

11.4 ANDEG

“Es necesario que la Comisión evalúe, en el marco de la coordinación Gas - Electricidad, la posibilidad de incluir, en el contexto 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 gas por parte de estos agentes, los cuales, bajo la regulación vigente deben asumir obligaciones de pago frente a situaciones atribuibles a terceros.”

Respuesta:

El riesgo del ejercicio de las actividades principales que surgen del uso del gas combustible son materia de negociación del precio para la ejecución de esas actividades principales, independientemente de si el gas es usado para generar energía eléctrica, para producir alimentos, para uso en un restaurante, para producir papel, etc. Todo ello limita al comprador en el uso del gas, así deban asumir pagos mínimos del gas a pesar de no haber sido consumido por el comprador. El riesgo en ese sentido es mejor asumido por el comprador del gas, y no por el vendedor del gas, pues este último no controla los riesgos de la actividad principal del comprador y, por tanto, la internalización de dicho riesgo en el precio del gas que resulta en un aumento del precio de venta de suministro, será menos eficiente que si el riesgo lo asume el comprador.

11.5 ANDI

“Consideramos adecuada la adición del numeral 5.”

11.6 ANDI

“Adicionar el numeral 6. Sugerimos que se incluya un numeral, el 6, para establecer que un evento eximente en Producción también sea eximente en transporte como se definió en la Resolución CREG 102-011 de 2022. Con lo anterior, se mejoran los incentivos a tener una coordinación más precisa en la cadena de suministro.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 11.

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

11.7 ASOENERGÍA

"Reiteramos nuestra solicitud respecto de que la Comisión revalúe el concepto de "Partes" cuando se establecen los eventos de Fuerza Mayor y los Eventos Eximentes (incluyendo eventos de mantenimiento). Específicamente teniendo en cuenta para los casos en los que un Comercializador Minorista intermedia en el Mercado Mayorista de Suministro y/o transporte para la atención de un usuario no regulado, los eventos de fuerza mayor y evento eximente se establecen para dicho Comercializador y no para el usuario final. Esto hace en la práctica que el traslado de los eventos mencionados que se le presenten al usuario no regulado no resulten trasladables hacia el productor o transportador y no sean aceptados por estos agentes. Es importante permitir que el traslado debiera ser un "pass through" y que no solamente el Comercializador pueda trasladar a los usuarios no regulados, (como pasa hoy en día) cuando al productor o transportador se le presenta un evento de fuerza mayor, sino que dicho traslado también sea automático a los productores o transportadores por parte del comercializador cuando los eventos le ocurran al usuario no regulado.

Así las cosas, solicitamos que los eventos que se le presenten al usuario no regulado, puedan trasladarse al comercializador con quien tiene suscrito el contrato, y a su vez, al productor o transportador que corresponda.

Adicionalmente, solicitamos que se incluya al momento de definir las "Partes" lo siguiente: "las partes o al (los) remitente(s) final(es) con quien(es) el Comercializador Minorista, en caso de que aplique, atiende el contrato suscrito".

Respuesta:

El mismo comentario fue atendido en el comentario 11.5 del documento soporte CREG-702 003 de 2023, publicado junto con el Proyecto de Resolución 702 003 de 2023.

No sobra decir que toda asignación de riesgo implica una afectación del precio que se negocia. No es realizable que un vendedor asuma más riesgos de ingreso para cumplir un contrato, sin que ello no lo lleve a subir el precio del contrato. Por ello, la asignación de los riesgos cuando hay posición dominante la debe realizar el regulador, buscando asignar el riesgo a quien le cuesta menos asumirlo, que en este caso es el comercializador de gas que actúa como comprador de gas en el Mercado primario, para atender el consumo de sus usuarios finales a los que se les presta el servicio mediante negociaciones en el Mercado Minorista. El comercializador tiene varias maneras de asumir mejor el riesgo, siendo una de ellas, por ejemplo, el manejo de los balances diarios del contrato de transporte de gas o la venta de derechos de suministro en el Mercado secundario.

Por lo demás, no parece viable ni desde el punto de vista operativo ni desde el punto de vista transaccional, que cada vez que un usuario no regulado, de los más de 1,000 que existen en Colombia, tenga un evento de fuerza mayor, o en general, un evento eximente, el vendedor del Mercado primario deba gestionar la reducción en la producción del gas o en última instancia, buscar la nominación de un contrato con interrupciones de parte de otro comprador, pues no tiene maneras de muy corto plazo de negociación y de duración, de vender el gas que deja de entregar al comprador.

D – 902 116 DE 2025 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 al comentario 8.14.

11.8 ASOENERGÍA

"Celebramos el cambio en el sentido de considerar que la actividad de suministro y la de transporte son complementarias, y que lo establecido en el numeral de la referencia es aplicable no solo para efectos de mantenimientos por parte del transportador sino para cualquier evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña y labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de la infraestructura de transporte. "

11.9 CANACOL ENERGY

"Consideramos que con el fin de evitar asimetrías entre los agentes de la cadena, es necesario modificar el numeral 5 al artículo 11 para que se refiera a los eventos eximentes, fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña de la infraestructura de cualquier agente de la cadena producción, transporte y de demanda y no solo los de transporte.

Lo anterior, podría evitar el pago por parte de la demanda de capacidad de transporte que no se va a usar."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 11.

11.10 CANACOL ENERGY

"Se debe incluir, según la exposición de motivos de la CREG (pg.37 numeral 3.2.4), que los Eventos Eximentes pueden ser diferentes cuando se trate de campos en pruebas extensas o sobre las cuales no se haya declarado comercialidad, por tal motivo sugerimos incluir un párrafo en el que se aclare que para contratos que se respalden con este tipo de campos, las Partes podrán pactar eventos eximentes diferentes a los regulatorios.

Incluir un Párrafo Cuarto en el que se establezca que: Lo dispuesto en este artículo no aplicará en los casos en que las Partes de los Contratos establecidos en el literal i. a) numeral 1), para los cuales las partes podrán pactar eventos eximentes de responsabilidad adicionales. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 8.7.

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

11.11 ECOPETROL

"Según la propuesta regulatoria en comento, se crearía un evento eximente ante la indisponibilidad de la infraestructura de transporte por ocurrencia de eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, eventos eximentes y labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos.

Al respecto, agradecemos a la Comisión incluir en la Resolución CREG 185 de 2020 la causal equivalente de suministro. De lo contrario, esta medida sería asimétrica y favorecería la posición del transportador frente a los demás agentes y usuarios."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 11.

11.12 ENEL Colombia S.A. ESP

"Artículo 11. Eventos eximentes de responsabilidad.

Se celebra la inclusión del numeral 5 de este artículo, pues brinda la posibilidad a los usuarios de estos contratos de justificar una suspensión por un hecho que expresamente se sale de su posibilidad de gestión, sin embargo, es igualmente necesario que se incluya el evento en el cual se tenga una suspensión por ocasión de la ocurrencia de eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, eventos eximentes y labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos en la infraestructura de producción. Entendemos que la intención de la Comisión fue considerar esta posibilidad (Resolución 102 011 de 2022), y que este numeral fue disminuido en su alcance y finalmente retirado en consideración con los Transportadores, sin embargo sería apropiado nuevamente estudiar con históricos y frecuencias, las verdaderas afectaciones posibles desde el punto de vista económico, puesto que desde el punto de vista de los usuarios del suministro y el transporte mientras esto no se tenga en consideración lo que se tiene ante una posible salida de un campo de suministro es la certeza de un pago por un servicio que no se puede utilizar. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 11

11.13 ENEL Colombia S.A. ESP

"Por otro lado, teniendo en cuenta lo indicado en el numeral 3 del mismo artículo, donde se establece la causal de eventos eximentes por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de Fuentes de Suministro nacionales a excepción de los contratos de duración semanal o mensual, es necesario conocer las razones técnicas que puedan estar avalando esta excepción. Los contratos semanales y mensuales de suministro son una forma de comercialización bastante usada sobre todo en el Mercado secundario, dando liquidez, flexibilidad y optimización de recursos a los agentes que lo usan. La consigna de que para este

D – 902 116 DE 2025 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

tipo de contratos no pueda aplicar la causal de mantenimientos programados como evento eximente, es perjudicial en el sentido de restringir aún más el accionar de los agentes comercializadores que a través de estas negociaciones encuentran mejores condiciones de precios y disponibilidades.

Además de lo anterior, estas excepciones tendrían sentido en la medida que los anuncios de los mantenimientos periódicos o reparaciones técnicas fueran ampliamente divulgados e informados a todos los agentes de la cadena con la debida antelación y oportunidad. Sin embargo, en la práctica y quehacer diario del mercado, se ha encontrado que son sólo ciertos agentes quienes tienen acceso al sistema de información de mantenimientos e intervenciones (SIMI), plataforma manejada para tal fin por los miembros del CNO-GAS y que, de acuerdo a sus políticas internas, impiden de alguna manera la divulgación de dicha información, dejando en desventaja a los demás agentes de la cadena que no pueden o a los que se les ha negado el acceso oportuno a los planes de mantenimiento de las infraestructuras de suministro y transporte, estando en contravía del numeral 4.2 de la Resolución CREG 080 de 2019 referente a la transparencia del mercado. La consecuencia directa de esto será entonces, una obsolescencia de los contratos semanales y mensuales de suministro, sobre todo en Mercado secundario, dándole mayor rigidez y menor fluidez al mismo, además de una desventaja competitiva para los agentes a los que se les ha restringido reiterativamente el acceso a la información de mantenimientos y suspensiones programadas."

Respuesta:

No es claro en el comentario la razonabilidad de que, en un contrato de ejecución de muy corto plazo, se incorpore el riesgo de la ocurrencia de eventos eximentes por mantenimientos programados, que es recíproco para las partes del contrato. Si se tiene un mantenimiento programado en el corto plazo, ya sea por el vendedor o por el comprador, no se debería firmar un contrato de ejecución de una semana o de un mes que coincide con dicho mantenimiento.

11.14 ENEL Colombia S.A. ESP

"De igual manera, reiteramos la solicitud expuesta en otros espacios, donde se ha demostrado el impacto que tienen los comercializadores puros con cumplimientos y sobre todo, obligaciones de pago de los servicios de suministro y transporte, cuando los usuarios finales que atienden, presentan reparaciones técnicas en sus equipos o mantenimientos periódicos que impiden el recibo de todas las cantidades de gas contratadas. Al momento de querer elevar esta misma medida a los proveedores de suministro y transporte, estos mismos agentes, basados en la definición taxativa de eventos eximentes de responsabilidad, no es aceptado, dejando en una posición desfavorable económicamente hablando para el comercializador que atiende este usuario final, no se sabe si esto es producto de que la única cita específica a una suspensión o declaratoria de mantenimiento por parte de un comprador se limita al periodo que se tiene para notificar:

Resolución CREG 186 de 2020, Artículo 11. Parágrafo 3:

D – 902 116 DE 2025 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 informarán a los productores-comercializadores, comercializadores de gas importado las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos con una anticipación no inferior a un mes”

Es necesario que el concepto de evento eximente se pueda aplicar en estas situaciones, teniendo en cuenta que, si bien el comercializador no tiene infraestructura involucrada en la prestación del servicio, al final quien se ve afectado es la demanda final por una causa real, de las que están definidas en esta resolución.

Considerar el evento cruzado eximente para reforma en la Resolución CREG 185 de 2020. Considerar dejar una redacción taxativa en donde se especifique que tanto los usuarios, como los Comercializadores que representan a esos usuarios finales, pueden hacer la declaración de los eventos eximentes por mantenimiento de las instalaciones de los usuarios finales. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 11.7.

11.15 EPM

"Se propone adicionar un nuevo evento eximente de responsabilidad en donde el comprador no tendrá que pagar el suministro de gas, cuando el suministro no es posible realizarlo por no contarse con la disponibilidad de transporte. Al respecto, se sugiere que esta misma exigencia se replique en el caso del pago de cargos fijos en Transporte cuando un campo productor entra en mantenimientos programados o no programados o cuando ocurren ""fallas súbitas"" por daños en algún equipo del productor o por eventos de fuerza mayor del productor. Estos eventos generan el mismo problema sobre el usuario final, el cual es no contar con el servicio, pero en este caso, por causa de eventos en producción.

Así las cosas, sugerimos armonizar e incluir estos mismos ajustes en los artículos 10 y 11 de la Resolución CREG 185 de 2020 para que la comercialización de transporte, de cara a la eficiencia en los cargos de transporte cobrados a la demanda regulada y no regulada."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 11.

11.16 MC2 SAS ESP

"Eventos eximentes de responsabilidad. Insistimos en que la inclusión del numeral 5 como nuevo evento eximente resulta pertinente y es aplaudible, pues 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.

D – 902 116 DE 2025 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 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.

Por ello la CREG debe considerar las 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 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.

Alinear la regulación en el sentido de que realice una modificación al artículo 10 de la Resolución 185 de 2020, incluyendo como evento eximente de responsabilidad las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de la infraestructura de producción que afecten el Punto de Inyección, 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 186 de 2020 (o la resolución que resulte del proyecto R. 226/21), o aquellas que la modifiquen o sustituyan."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 11 y al comentario 11.7.

11.17 MC2 SAS ESP

"En línea con lo anterior, en el segundo caso descrito, 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

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

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.

Incluir otro evento eximente de responsabilidad en el artículo 11 en el siguiente sentido:

5. Las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de la infraestructura del usuario final que recibe el servicio público de gas combustible, siempre que de ello se dé aviso amplio y oportuno."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 11 y al comentario 11.7.

11.18 METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.

"La obligación de los compradores de pagar el servicio de suministro del gas contratado se suspende durante la ocurrencia de los eventos eximentes de responsabilidad, como lo son los originados por fuerza mayor, el caso fortuito y la causa extraña.

Los eventos en la capacidad de transporte que impliquen las suspensiones por ocasión de la ocurrencia de eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, eventos eximentes y labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de la infraestructura de transporte, incluida la infraestructura de importación y la infraestructura de regasificación, que contiene el punto de entrada que sirve como Punto de Entrega del respectivo contrato de suministro, 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, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Esto indicaría una coligación de contratos, teniendo en cuenta que si la capacidad de transporte esta limitada por algún evento de fuerza mayor, esto impediría las entregas de suministro en el punto, por lo cual la se suspendería el pago de servicio de suministro y transporte mientras se mantenga la condición de evento."

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

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 11.

11.19 PROMIGÁS

"El proyecto de resolución introduce un nuevo evento eximente a los contratos de suministro, relacionado con suspensiones del servicio de transporte. En caso de que el regulador esté pensando en introducir a la Resolución CREG 185 de 2020 la indisponibilidad de la infraestructura de suministro como evento eximente en los contratos de transporte, la medida resultaría en un cambio de señal que podría tener fuertes implicaciones para el transportador, al introducir un riesgo adicional al contrato de transporte que es ajeno a su gestión.

Si bien la producción y el transporte son actividades complementarias para la prestación del servicio, el transportador está sometido al régimen de libertad regulada, en la que debe aplicar cargos máximos sujetos a una rentabilidad que no considera el riesgo de indisponibilidad de la infraestructura de suministro, mientras que, el productor, al tener el precio libre, podría transferir el riesgo de la indisponibilidad de la infraestructura de transporte en el precio de gas. Hacer "espejo" los contratos de suministro y de transporte implicaría que el transportador asuma un riesgo que no sería comparable con el de la actividad de producción-comercialización, considerando como se mencionó anteriormente, que los marcos o reglas que rigen ambas actividades son distintas.

De expedir esta señal para transporte, implicaría, por ejemplo, que en un evento de fuerza mayor en suministro en el que los campos se queden sin gas de manera parcial o total, el transportador no pueda recibir la remuneración asociada al servicio y los costos de la infraestructura queden hundidos, aún a pesar de la existencia de un contrato de transporte de largo plazo.

El servicio de transporte parte de la existencia y de la disponibilidad de una infraestructura, respecto de la cual cada transportador opera, de acuerdo con los parámetros técnicos y aquellos establecidos por la CREG. Incluir un evento eximente en el suministro al contrato de transporte por vía regulatoria, implicaría que, aún a pesar de que el transportador tiene disponible su infraestructura y, por tanto, está al día en el cumplimiento de su obligación, estaría siendo castigado, al negársele un ingreso al que tiene derecho. La ocurrencia de una parada en la infraestructura de suministro no hace que la obligación de pago por parte de los remitentes se extinga, toda vez que, el transportador tiene disponible sin interrupción la infraestructura y la capacidad contratada."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 11.

11.20 TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.

"Respecto a los eventos eximentes relacionado en el numeral 3, del artículo 11 existe una vacío en cuanto a la definición de los tiempos de aviso entre los usuarios y los productores, debido a

D – 902 116 DE 2025 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 no existe un tiempo mínimo en el que se debe realizar el aviso, dejando a consideración y subjetividad de cada uno de los agentes del tiempo que creen oportuno para realizar este aviso.

En ningún caso se deberían afectar las cantidades previamente aceptadas y consumidas por los agentes antes del aviso del evento. Igualmente tampoco permitir a los agentes compensaciones, ajustes de balance o similares, respecto a cantidades ya nominadas, entregadas o transportadas antes del aviso.

Consideramos que para estos las fechas de aviso se deben definir claramente y en lo posible a un menor tiempo de aviso de al menos 7 días calendario derivados de eventos eximentes programados."

Respuesta:

Se tendrá en cuenta el comentario en el seguimiento de la efectividad y oportunidad de los protocolos vigentes para la definición de los tiempos de aviso de los contratos de suministro entre vendedores y los compradores que son usuarios no regulados, para labores programadas de mantenimiento.

11.21 TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.

"En el numeral 3 del artículo 11 del proyecto de resolución se da a entender que el evento eximente de labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos únicamente aplica para las Fuentes de Suministro nacional. En nuestro modo de ver no se podrían limitar este evento eximente de responsabilidad a las fuentes nacionales de gas natural."

Respuesta:

En la resolución definitiva se incluyen como evento eximente, entre otros, los siguientes:

- La imposibilidad parcial o total para la operación y funcionamiento de las instalaciones o infraestructura para la producción, manejo, entrega o recibo del gas, así como la correspondiente a la infraestructura de importación y de las conexiones o las instalaciones de cualquiera de las partes, por actos malintencionados de terceros ajenos al control y manejo directo de cualquiera de las partes y sin su culpa, tales como los ataques o sabotajes terroristas o guerrilleros o las alteraciones graves del orden público, que directa o indirectamente contribuyan o resulten en la imposibilidad de alguna de las partes para cumplir con sus obligaciones.
- Las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de la infraestructura de importación que contiene el Punto de Entrega del respectivo contrato de suministro, 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, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

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

11.22 TGI

“Numeral 5. Desde TGI entendemos que el riesgo de este tipo de eventos eximentes extendidos a la capacidad de transporte se maneja en la negociación del productor-comercializador y el comercializador en el precio de la molécula de gas natural. Sin embargo, es preocupante que el regulador pretenda extender este tipo de eventos eximentes en suministro a la actividad de transporte. Lo anterior teniendo en cuenta que la actividad es regulada, y este tipo de riesgos deberían ser incluidos en la tasa de descuento si es que el regulador decide modificar la comercialización de transporte en este sentido.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 11.

11.23 VANTI

"Se ve positiva la propuesta de incluir como una causal de evento eximente de suministro un evento ocurrido en la infraestructura de transporte que imposibilite las entregas del gas en los puntos de salida donde el comercializador atiende su demanda (Art. 11 Numeral 5). Sin embargo, este párrafo indica lo siguiente:

“Los eventos en la capacidad de transporte que impliquen las suspensiones por ocasión de la ocurrencia de eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, eventos eximentes y labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de la infraestructura de transporte, incluida la infraestructura de importación y la infraestructura de regasificación, que contiene el punto de entrada que sirve como Punto de Entrega del respectivo contrato de suministro, siempre que de ello se dé aviso amplio y oportuno conforme al protocolo al que se hace referencia en el párrafo 3 de este artículo, y el párrafo 3 del artículo 11 de la Resolución CREG 185 de 2020, o aquellas que la modifiquen o sustituyan” (Subrayado fuera del texto).

Es importante que la Comisión tenga en cuenta que existen eventos de fuerza mayor, caso fortuito y/o eventos eximentes de responsabilidad en infraestructura de transporte que no necesariamente está conectada directamente al punto de entrada del suministro, pero que sí afectan la atención de la demanda. Por ejemplo: Gasoducto de Transmetano (Sebastopol – Medellín), o contrataciones en tramos intermedios que contienen una ruta (La Belleza – Vasconia, entre otras). Estos eventos también deberían ser considerados eventos eximentes en suministro, pues no tener dicha capacidad de transporte, imposibilita la entrega del gas a los usuarios finales. En línea con lo anterior, la propuesta que realiza el Grupo Vanti es:

“5. La Imposibilidad total o parcial del comercializador para atender su demanda por ocasión de la ocurrencia de eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, eventos eximentes y labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de la infraestructura de transporte, incluida la infraestructura de importación y la infraestructura de regasificación. El evento aplicará tanto para el productor como para la ruta de transporte utilizada por el comercializador para atender su demanda.”

D – 902 116 DE 2025 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, adicionalmente, una modificación a la resolución CREG 185 de 2020, en el mismo sentido, así:

“Imposibilidad total o parcial del comercializador para atender su demanda por ocasión de la ocurrencia de eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, eventos eximentes y labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos incluida la infraestructura de producción, importación y regasificación. El evento aplicará para la ruta de transporte utilizada por el comercializador para atender su demanda.”

De igual manera, se sugiere aclarar el aparte del aviso oportuno conforme al protocolo citado, ya que los eventos de fuerza mayor, caso fortuito y/o causa extraña son eventos intempestivos, diferentes a los eventos que, por labores programados para reparaciones técnicas, sólo trata el parágrafo 3 del artículo 11.”

Respuesta:

En la resolución definitiva se incluye el siguiente texto que busca incluir cualquier tramo de transporte con indisponibilidad, que sea parte del contrato de transporte que contiene el punto de entrada al SNT, quedando de la siguiente manera:

*“6.El evento eximente ocasionado por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos **de cualesquiera de los tramos del contrato de transporte del SNT, que contiene el punto de entrada que sirve como Punto de Entrega del respectivo contrato de suministro,** 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, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.”*
(subrayado en negrilla fuera de texto).

El numeral 6 se separó del numeral 5 que corresponde eventos de fuerza mayor y no incluye el aviso amplio y oportuno que se exige en el numeral 6.

Artículo 12

12.1 ENEL Colombia S.A. ESP

“Artículo 12. Duración permisible para suspensiones del servicio.

Teniendo en cuenta que este artículo guarda completa relación con el artículo 11 de la misma resolución y que además en este último se adopta como nueva causal en su numeral 5 la ocurrencia de eventos en la capacidad de transporte, se sugiere revisar el cambio de la duración máxima establecida en el artículo 12, toda vez que no guardaría paridad con la duración máxima permitida de las suspensiones del servicio para transporte, generando asimetrías en los tiempos de suspensión entre un servicio y otro, que podría desencadenar e incumplimientos no sólo contractuales sino de entrega del gas como tal a la demanda.

D – 902 116 DE 2025 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 este caso a la hora de aplicar, quedaría la duda si la duración de la suspensión es o no acumulable al tiempo que está definido en Transporte (CREG 185 de 2020), por ejemplo, en el caso de que un tramo de Transporte haga su declaratoria de evento eximente por una causa propia de su operación y se cope el tiempo máximo definido: 120 horas, pero más adelante el Productor, por causas propias de su operación igualmente requiera hacer la declaración, debería aclararse si el tiempo que le resta para declarar a tal Productor serían las 480 horas sin hacer ninguna resta del tiempo ya aplicado por la primera causa. "

Respuesta:

La duración de las suspensiones del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos que se podrá pactar en los contratos de suministro corresponde con el número de horas establecido en la resolución, es decir, 480 horas. Estas horas no son afectadas por las horas establecidas para eventos en el sistema de transporte, en este caso, los contratos de suministro y de transporte son independientes.

En todo caso, se asume que un vendedor del Mercado primario con la modalidad CF95 y CF80 tiene el incentivo de reducir al máximo su uso de las horas de mantenimiento, puesto que el vendedor no puede tener en cuenta en la liquidación mensual del pago mínimo del contrato, las horas de sus eventos eximentes por mantenimientos programados.

Ver respuesta al comentario 11.21.

12.2 Energy Transitions

"En el segundo párrafo del artículo 12, se indica que la duración permisible para suspensión del servicio: ""no será aplicable en contratos firmes o que garanticen firmeza, cuando el gas natural a suministrar sea gas natural obtenido en el exterior. (subrayado y negrilla fuera texto)"".

Por otra parte, en el artículo 11, se establece que:

""Los eventos en la capacidad de transporte que impliquen las suspensiones por ocasión de la ocurrencia de eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, eventos eximentes y labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de la infraestructura de transporte, incluida la infraestructura de importación y la infraestructura de regasificación (subrayado y negrilla fuera texto)"".

Con base en lo anterior, se encuentra una contradicción, dado que se permiten eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, eventos eximentes y labores programadas en infraestructura de importación y/o regasificación, pero no se considera que estos eventos pueden afectar directamente el suministro de gas importado."

Respuesta:

En el texto definitivo se retira la limitación publicada en el segundo inciso del artículo 12 de la propuesta de resolución y se reemplaza por lo siguiente:

D – 902 116 DE 2025 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 caso de las Fuentes de Suministro de gas obtenido en el exterior, la máxima duración de las suspensiones del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos que se podrá pactar en los contratos a que se refiere el artículo 8 de la presente resolución, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones, deberá ser la misma para cada una de las partes y, para cada una de ellas, no podrá ser superior al número de horas, continuas o discontinuas durante el período contratado, establecido en el artículo 12 de la Resolución CREG 185 de 2020 y aquellas que la modifiquen o sustituya.”

Ver respuesta al comentario 11.21.

12.3 TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.

“Es importante que haya claridad y precisión en los tiempos de las notificaciones y avisos para evitar contingencias, interpretaciones y controversias eventuales entre los contratantes. No existe un límite de tiempo o anticipación para que los productores le avisen a usuarios sobre un mantenimiento programado, lo que puede ocasionar impactos económicos por no realizar una coordinación acertada.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 11.20.

Artículo 13

13.1 ECOPETROL

"El parágrafo 1 de este artículo establece que “[e]n todo caso 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.”

Sugerimos precisar en la redacción si la referencia a que es posible honrar los compromisos con gas natural proveniente de una Fuente de Suministro de un tercero implicaría que, en esos casos específicos: i) sería posible comprar directamente a un productor-comercializador; o ii) sería necesario realizar la compra a través de un comercializador.”

Respuesta:

Del texto de la resolución propuesta es claro que los Productores-comercializadores únicamente pueden ser compradores, como tales, en el Mercado secundario, y que los Productores-comercializadores únicamente pueden ser vendedores en el Mercado primario. También es claro que un comercializador solamente puede ser vendedor de gas natural en el Mercado secundario.

D – 902 116 DE 2025 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 otra parte, no es claro el comentario cuando se plantea “realizar compras a través de un comercializador”. Como se observa de lo arriba mencionado, el Productor-comercializador solamente puede comprar gas natural a un comercializador y no “a través de un comercializador” que podría entenderse que este último compraría en el Mercado primario, pero para atender las obligaciones de venta de un Productor-comercializador en el Mercado primario, y no para atender necesidades de consumo de ese mismo productor-comercializador que se requieren para sus consumos propios y como usuarios no regulados, si es que desean comprar esas cantidades en el Mercado Mayorista.

13.2 GESTOR DEL MERCADO

“Se sugiere establecer una metodología de verificación y reporte acordada entre la CREG, las entidades competentes y el Gestor del Mercado de Gas Natural.

Parágrafo 3. El Gestor del Mercado verificará por lo menos semanalmente que la cantidad de energía a suministrar por parte de los Vendedores del Mercado Primario señalados en el artículo 16 de la presente resolución y la cantidad de energía autorizada por parte de un transportador deberán ser iguales en los Puntos de Entrega y en el punto de entrada del SNT, cuando la entrega del gas se realice en un punto de entrada al SNT. Cualquier reducción en la cantidad de energía a suministrar o en la cantidad de energía autorizada para dar cumplimiento a esta disposición, que obedezca a que las cantidades nominadas no sean iguales, no será considerada un incumplimiento por parte de los Vendedores del Mercado Primario señalados en el artículo 16 de la presente resolución o del transportador, según corresponda. El Gestor del Mercado verificará, por lo menos semanalmente, el cumplimiento de las disposiciones anteriores, y en caso de no cumplirse, deberá ponerlo en conocimiento de las autoridades de vigilancia y control competentes según metodología acordada por la CREG y las dichas autoridades.”

Respuesta:

El texto del parágrafo 3 propuesto es claro en lo que le corresponde verificar al Gestor del Mercado. En todo caso, el Gestor puede acordar con las entidades de vigilancia y control mecanismos de entrega de la información resultante para dar cumplimiento al parágrafo en mención.

13.3 SHELL

"Es positivo que la Comisión de claridad a la posibilidad de proveer respaldo a contratos en firme de otras fuentes que tengan Respaldo Físico. En aras de garantizar la efectividad real de esta disposición, es fundamental revisar la metodología de transporte de Colombia a un mecanismo en donde el costo de transporte no genere un incremento en el costo del gas natural para el usuario final, mediante la implementación de una Estampilla Nacional.

En ese sentido, vemos que esta disposición es un excelente inicio para el desarrollo de opciones de gas de portafolio para el país, en donde un Productor-Comercializador o un Comercializador

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

de Gas Importado pueda tener obligaciones en firme con usuarios del Mercado primario y pueda abastecerlos de múltiples fuentes de gas siempre que estas tengan Respaldo Físico.

También, la disposición establecida, debería permitir que un Productor-Comercializador compre gas natural tanto en el Mercado primario como secundario para generar mayor respaldo, siempre bajo el desarrollo de indicadores de mercado que promuevan una situación de competencia y promueva mayor liquidez del mercado."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.14 y al comentario 13.1

13.4 VANTI

"Parágrafo 4. Es importante mencionar, que la capacidad de transporte nominada al transportador no necesariamente es igual o inferior a la cantidad de suministro entregada por el productor al remitente, puesto que existen ventas de capacidad de transporte en el Mercado secundario y cuyo suministro no corresponde al suministro contratado por el remitente primario sino por el agente al cual se vende dicha capacidad de transporte. Teniendo en cuenta lo anterior, se propone la siguiente redacción del parágrafo:

"Parágrafo 4. La cantidad de energía nominada por los Compradores del Mercado Primario señalados en el artículo 17 de la presente resolución, debe ser igual o inferior a la cantidad de energía contratada por los Vendedores del Mercado Primario señalados en el artículo 16 de la presente resolución.""

Respuesta:

El Gestor del Mercado deberá tener en cuenta la posibilidad de venta de capacidad de transporte en el Mercado secundario y todos aquellos aspectos que pueden explicar las diferencias encontradas en la nominación de suministro y la nominación de transporte, para efectos de la verificación requerida en el parágrafo 3 propuesto.

Artículo 14

14.1 CANACOL ENERGY

"Se debe incluir, según la exposición de motivos de la CREG (pg.37 numeral 3.2.4), que las compensaciones de Ley pueden ser diferentes cuando se trate de campos en pruebas extensas o sobre las cuales no se haya declarado comercialidad, por tal motivo sugerimos incluir un parágrafo en el que se aclare que para contratos que se respalden con este tipo de campos, las Partes podrán pactar compensaciones diferentes."

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 repuesta al comentario 11.10.

Artículo 15

15.1 ACP

"Celebramos la libertad incluida sobre la definición de la actualización de los precios de suministro pactados mediante negociación directa, sin embargo no se integran estas condiciones para los contratos resultantes de las subastas reglamentadas en el anexo 7 de la propuesta regulatoria.

Esta condición representa una diferencia importante sobre las condiciones contractuales que tendrían los periodos deficitarios frente a los periodos excedentarios.

De la misma forma ante la posibilidad de integrar contratos podrían darse complejidades en la definición de la actualización de precios en los contratos de suministro que puedan mezclar los resultados de diferentes condiciones de mercado."

Respuesta:

En consistencia con lo respondido al comentario 3.14, se considera que actualmente no están desarrolladas las condiciones necesarias para que el esquema propuesto del conjunto consistente en la determinación puntos de referencia – agrupamiento de Puntos de Entrega con puntos de referencia – agrupamiento de Fuentes de Suministro con Puntos de Entrega - balances comerciales por puntos de referencia – subastas centralizadas simultáneas de asignación por punto de referencia, funcione de manera que con ello se aumente la eficiencia del funcionamiento del Mercado primario.

A partir de lo anterior, se considera necesario reevaluar la pertinencia de utilizar subastas de reloj ascendente y/o subastas de sobre cerrado, pero a partir del uso de varios precios de reserva para una misma Fuente de Suministro, como se mencionó en su momento en el documento "Auctioning Long-term Gas Contracts in Colombia 4 Peter Cramton September 2008 Preliminary Draft" (<https://cramton.umd.edu/papers2005-2009/cramton-gas-market.pdf>) y mencionado en el documento "Simultaneous Ascending Clock Auction for Gas Supply Contracts in Colombia Task 3 Report 12 September 2011", que se resume en la siguiente gráfica y ejemplo:

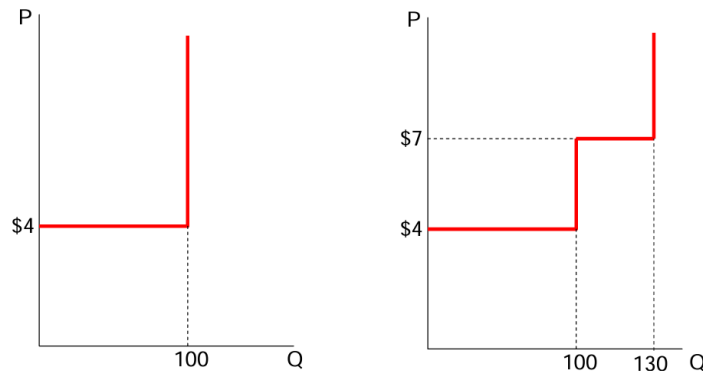
D – 902 116 DE 2025 REGLAMENTACIÓN DE ASPECTOS COMERCIALES DEL SUMINISTRO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

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

5.2 Supply

Before the auction, each producer announces its supply schedule—the quantity offered for each product. The supplier specifies a reserve price below which it will not sell any quantity. The supplier may offer additional quantity at higher prices. Figure 1 gives an example of two supply schedules. In the first, the producer offers 100 lots with a reserve price of \$4: at all prices at or above \$4 the producer sells 100 lots. In the second example, again the producer offers 100 lots with a reserve price of \$4, but this time the producer offers an additional 30 lots if the price is \$7 or more. The supplier's reserve price should equal its opportunity cost, typically calculated as the opportunity to sell the gas at a future time.

Figure 1. Sample supply schedules for a producer



En el documento de soporte CREG-063 de 2013 de la Resolución CREG 089 de 2013, se encuentra la siguiente explicación de su no uso en la subasta inicialmente reglamentada por la CREG, lo que actualmente es posible que ya haya cambiado:

“Frente la posibilidad de un diseño de subasta en donde participen dos puntas, en otras palabras, que los vendedores sean activos durante el transcurso de la subasta, se tiene que la misma no se considera adecuada, dadas las características del mercado.”

En dicho documento de soporte, también se encuentra la siguiente respuesta, que lleva a reevaluar el uso de subastas de reloj ascendente con un solo precio de reserva por Fuente de Suministro:

“En el análisis de esta propuesta se encuentra que ésta es razonable si y sólo si la curva de oferta que presenten los vendedores tiene pendiente positiva. En otras palabras, se comprende el planteamiento así: los productores-comercializadores podrían estar dispuestos a ofrecer mayores cantidades de gas natural, que les imponen mayores costos, consecuentemente a precios de reserva superiores.

Si bien lo anterior se encuentra razonable dentro de la matriz de riesgos que enfrentan los productores-comercializadores, se observa que en ninguno de los comentarios de los participantes del mercado de esa naturaleza se registró una propuesta similar. Al preguntarse por qué no hicieron una solicitud en ese sentido se puede deducir que en el momento los productores-comercializadores no encuentran la necesidad de fijar varios precios de reserva para diferentes cantidades de gas ofrecido.

D – 902 116 DE 2025 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 consecuencia con lo anterior, por lo pronto no se accede a la petición de permitir a los vendedores declarar sus curvas de oferta con varios puntos."

Asimismo, en este esquema a analizar de nuevo, se deberá reevaluar la manera en que se declara y distribuye la PTDF para que sea de manera variable y no como actualmente se presenta, de manera fija para un período de ejecución futuro.

Por lo anterior, la subasta propuesta en el Anexo 7 del texto publicado como propuesta no será utilizada en las negociaciones de los contratos de suministro del Mercado primario cuando se presenta un balance deficitario y las cantidades ofertadas son superiores a las solicitudes de cantidades de la Demanda Esencial. Derivado de lo anterior, las reglas propuestas en función del uso del Anexo 7 en mención, tampoco serán incluidas en la resolución definitiva.

Finalmente, se mantendrá el esquema vigente de negociaciones directas en que se pueden utilizar mecanismos de comercialización de manera libre, para la asignación de precios y cantidades por parte de los vendedores, sujetos a los principios de negociación que deben cumplirse en dichas negociaciones, como son el de eficiencia, publicidad, neutralidad, simplicidad y transparencia y objetividad. Del mismo modo, se deberá aplicar el mecanismo de priorización de la Demanda Esencial que se establece en la resolución definitiva, para la negociación de los Trimestres Estándar de ejecución en los que el Gestor del Mercado determine la existencia de un balance comercial deficitario. Todo lo anterior facilitará que las ecuaciones de actualización de precios y su utilización periódica se pueda manejar de manera más homogénea durante la ejecución del contrato que presenta duraciones de más de 1 Trimestre Estándar de suministro.

15.2 ASOENERGÍA

"Solicitamos que la condición de que las ecuaciones para la indexación de precios de las negociaciones directas sean acordadas por las partes, aplique para todos los mecanismos de negociación.

Así las cosas, sugerimos se actualice de esta manera: ""Las ecuaciones para la actualización de los precios en los contratos podrán ser aplicadas para períodos de como mínimo, un Trimestre Estándar y podrán ser pactadas por las partes libremente, a los contratos producto de cualquier mecanismo de negociación""

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 15.1.

15.3 ECOPETROL

"El numeral 6 del artículo 24 establece que: "[l]as partes de los contratos podrán 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

D – 902 116 DE 2025 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

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 esta resolución”.

Así mismo, el párrafo 4 del artículo 15 establece que “[l]os contratos resultantes de negociación directa registrados en vigencia de la Resolución CREG 114 de 2017 y de la Resolución CREG 186 de 2020 podrán acogerse a lo establecido en el numeral 6 del artículo 24 de la presente resolución”.

Al respecto sugerimos:

1. Eliminar la posibilidad de modificar el precio de los contratos, tanto para los contratos vigentes, que resultaron de la aplicación de las resoluciones CREG 114 de 2017 y CREG 186 de 2020, como para los contratos suscritos con posterioridad a la entrada en vigor de la resolución en comento. Los precios de los contratos son resultado de la aplicación de mecanismos diseñados por la CREG, que tienen como objetivo promover la formación de precios eficientes. Así las cosas, no resulta claro el objetivo de abrir la posibilidad de modificar dichos precios. Esto no se especifica en la resolución en comento ni en su documento soporte.

Así mismo, consideramos de la mayor relevancia que la regulación establezca reglas que aseguren la estabilidad para la operación y suficiencia financiera de los agentes que hacen parte de la cadena de prestación del servicio público de gas natural. En tal sentido, eliminar la posibilidad de modificar los precios de los contratos, ya sea los vigentes o que aquellos que se suscriban con posterioridad a la entrada en vigor de la resolución en comento, aporta a la certidumbre sobre la estabilidad de los acuerdos realizados.

2. Eliminar la posibilidad de modificar la fórmula de actualización de precio de los contratos vigentes y mantener, según lo propone la resolución en comento, la posibilidad de modificar la fórmula de actualización de precio de los contratos que se suscriban con posterioridad a la entrada en vigor de la resolución en comento.

Al respecto, es importante recordar que en 2015 se presentó una amplia discusión sobre el indexador y los precios de los contratos pactados entre 2013 y 2014, y el resultado de dicha discusión fue la fórmula de actualización de precio contenida en el numeral 2 del anexo 3 de la Resolución CREG 186 de 2020.

Sugerimos eliminar el párrafo 4 del artículo 15.”

Respuesta:

En la propuesta publicada la posibilidad de modificar el precio inicial del contrato y las ecuaciones de actualización del precio, tiene como objetivo incentivar la suscripción de contratos de mayor duración de ejecución que las duraciones actuales que cada vez son más cortas. Es posible que, en aplicación del precio inicial junto con las ecuaciones de actualización del precio, el contrato pierda el equilibrio inicialmente negociado y aún a pesar de que la dos partes estén de acuerdo con modificarlo, ello no es posible si no se permite por el regulador, tal como se propone en el comentario. Lo anterior redundante precisamente en que existan reglas que incentiven la eficiencia de las partes y aseguren la estabilidad para la operación, suficiencia financiera y cumplimiento

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

entre las partes, de los agentes de la cadena de prestación del servicio público de gas natural, que no son solo para los vendedores sino también para los compradores.

Ahora bien, se permite la renegociación tanto del precio inicial como de las ecuaciones de actualización del precio inicial, por cuanto ambos forman un paquete correlacionado, pues el uno depende del otro. Es posible que al momento de negociar las condiciones del contrato inicial se haya utilizado un precio y una ecuación de actualización, que a medida que se ejecuta el contrato puede llevar a que dejen de ser eficaces para mantener el equilibrio. En todo caso, la propuesta establece que debe haber acuerdo entre las partes respecto de cualquier cambio en el precio inicial y en las ecuaciones de actualización de dicho precio inicial, de modo de que el cambio no se realiza si una de las partes no está de acuerdo con ello.

En el numeral 4.19 “Ecuaciones de actualización de los precios iniciales” del documento CREG-702 003 de 2023, que sirvió de soporte del Proyecto de Resolución CREG 702 003 de 2023 se presenta un resumen del análisis realizado para la propuesta. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que el artículo 25 de la Resolución CREG 186 de 2020 vigente permite implícitamente que, en los contratos resultantes de las negociaciones a que se hace referencia en el artículo 19 de la resolución en mención, se puedan modificar tanto el precio inicial del contrato como las ecuaciones para la actualización de precios. En este sentido, se están igualando las flexibilidades ya dadas a los contratos que surgen del artículo 19 con los demás contratos de Fuentes de Suministro que no se encuentran incluidos en el artículo 19 en mención.

En la resolución definitiva se aclarará que, en el caso de los contratos registrados antes de la entrada en vigencia de la nueva resolución, las ecuaciones de actualización de precios, la frecuencia de aplicación de dichas ecuaciones y el valor del precio inicial se mantendrán tal como se encuentran pactados inicialmente, si las partes no proponen cambios o si no se ponen de acuerdo en ello.

15.4 EPM

“Dentro del articulado no es claro si la indexación que anualmente se realiza en diciembre de cada año actualmente, permanece igual o cambia el período de indexación, en todo caso, es importante que la misma sea consistente con el período de indexación de los contratos de transporte, los cuales también se contratan con periodicidad trimestral. Consideramos conveniente revisar una indexación de menor plazo para el componente “G”, con el fin que los usuarios no perciban cambios abruptos en la tarifa al final de cada año y en caso de ser necesario, revisar y armonizar el período de indexación del transporte, por la importancia de estos dos componentes en el CU.”

Respuesta:

En la resolución definitiva se deja claro que, en el caso de los contratos registrados a la entrada en vigencia de la nueva resolución, las ecuaciones de actualización de precios, la frecuencia de aplicación de dichas ecuaciones y el valor del precio inicial se mantendrán tal como se encuentran pactados inicialmente, si las partes no proponen cambios o si no se ponen de acuerdo en ello.

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

15.5 GESTOR DEL MERCADO

"Se bien la información objeto del artículo es una declaración de los agentes, se sugiere que se estandaricen y establezcan las metodologías de actualización de precios, en virtud de la verificación y control de calidad de la información en la plataforma SEGAS."

Respuesta:

No es claro el comentario en cuanto a lo que se quiere decir con la estandarización y metodologías de actualización de precios, puesto que precisamente se pretende dar mayor flexibilidad a los Participantes del mercado en los requisitos mínimos contractuales.

15.6 HOCOL S.A.

"Con respecto a las Ecuaciones de actualización de Precio vemos como un impacto positivo en el mercado la flexibilidad otorgada para las condiciones de precio y la libertad para acordar las fórmulas de actualización de este, ya que esto permite reflejar la realidad del mercado y del entorno en la ejecución de contratos de largo plazo, garantizando su viabilidad para las partes."

Con el fin de no opacar esta medida y garantizar que no se generan asimetrías en el mercado o situaciones inmanejables para las empresas, nos permitimos sugerir que esta propuesta se implemente para los contratos que se suscriban en adelante a la publicación de la resolución definitiva; de modo que se asegure la estabilidad contractual a las partes y evitar requerimientos de autoridades de control sobre administradores directos o indirectos de bienes públicos. Igualmente se sugiere que esta flexibilidad aplique a todos los contratos que se suscriban en adelante, independiente del mecanismo de negociación de acuerdo con la aplicación del MADE."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 15.3.

15.7 MC2 SAS ESP

"Actualización de precios. Parágrafo 6. Establece que ""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 la forma de actualización de los precios pactados en los contratos registrados ante el Gestor del Mercado""."

Esta disposición no cuenta con un plazo vinculante para la CREG en el que deberá emitir la regulación correspondiente.

Incluir un plazo en meses en el que la CREG definirá la resolución correspondiente."

D – 902 116 DE 2025 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:

En la resolución definitiva no se incluirá el texto en mención, ya que no es necesario como parte de las reglas de las negociaciones del Mercado Mayorista, puesto que corresponde al alcance de otra resolución de la CREG, que es actualmente la Resolución 137 de 2013.

15.8 METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.

“El presente artículo genera confusión en la actualización de precio de los contratos, y considero puede crear conflicto entre las partes al acordar dicha actualización, se considera prudente dejar un solo tiempo de actualización de precios establecido, el cual debería ser como se maneja a la fecha, (anual).”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 15.3.

15.9 SHELL

“Vemos que la flexibilización en la estructuración de fórmulas para la actualización de precios de gas natural es un avance positivo en la regulación colombiana de comercialización de gas. Toda vez que otorga flexibilidad a los actores del mercado de gas de establecer términos eficientes para los usuarios finales y promover la incorporación de nuevas Fuentes de Suministro.”

15.10 VANTI

"Se propone que la segmentación de precios por parte de los productores también quede explícitamente permitida en la regulación definitiva.

A partir de nuestros análisis legales, se considera que estas medidas no constituirían una infracción a las normas de protección de la competencia ni una diferenciación indebida o ilegal, toda vez que es posible establecer condiciones diferenciales ente diferentes tipos de consumidores que no se encuentren en condiciones análogas. Lo anterior se sustenta, entre otras razones, en que la demanda de gas natural para atender a usuarios no regulados (industrias y GNV) tiene fluctuaciones y alta elasticidad, a diferencia de la demanda del gas natural para atender a usuarios regulados en donde la demanda es estable, cuenta con precios regulados y presenta características inelásticas por estar enfocada principalmente en hogares.

Precisamente por estas diferencias, implementar una diferenciación en este sentido, no contravendría el principio de neutralidad establecido en la Ley 142 de 1994 y en la Resolución CREG 080 de 2019, toda vez que no se diferenciaría entre consumidores con condiciones análogas, por las diferencias anotadas entre la atención de la demanda de los usuarios regulados y los no regulados. Esta diferenciación permitiría reflejar adecuadamente la realidad del mercado del gas, entre la atención de la demanda de usuarios regulados y la de no regulados."

D – 902 116 DE 2025 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:

En las reglas de las negociaciones directas del Mercado primario no se está incluyendo alguna obligación en el sentido de que un vendedor de una misma Fuente de Suministro para ejecuciones en iguales períodos futuros, tenga que pactar idéntico precio con todos los compradores de esa misma Fuente para esos mismos períodos. Tampoco se obliga a suscribir un solo contrato entre un comprador y un vendedor, cuando el gas contratado busca atender a dos tipos o sectores de demanda que son diferentes. De hecho, el desarrollo del mecanismo de priorización de la Demanda Esencial que se estableció en la Resolución CREG 102 009 de 2024, puede resultar en precios diferentes entre la demanda regulada de la Demanda Esencial y la demanda no regulada, de una misma Fuente de Suministro, para un mismo Trimestre Estándar de ejecución y para compradores diferentes.

Se hace evidente, por ejemplo, que el contrato de suministro que busca atender demanda regulada tiene condiciones de asignación de riesgos de incumplimiento y de compensación, diferentes a los que se aplican cuando el contrato busca atender a la demanda no regulada, por lo que el precio, que es libre de negociarse, puede ser diferente. Al respecto, se sugiere la lectura de la respuesta a la consulta 31 de la Circular CREG 094 de 2024.

Es de tener en cuenta que el numeral 3 del artículo 98 de la Ley 142 de 1994 establece como una práctica tarifaria restrictiva de la competencia, que:

“98.3. Discriminar contra unos clientes que poseen las mismas características comerciales de otros, dando a los primeros tarifas más altas que a los segundos, y aún si la discriminación tiene lugar dentro de un mercado competitivo o cuyas tarifas no estén reguladas.” (subrayado en negrilla fuera de texto)

Asimismo, en el artículo 19 d la Resolución CREG 080 de 2019, se establece que:

“ARTÍCULO 19. Tratamiento neutral a usuarios o prestadores con características análogas. Los agentes mencionados en el artículo 2 de esta resolución deben otorgar el mismo tratamiento, jurídica y fácticamente, a usuarios o prestadores con quienes realicen procedimientos o con quienes negocien o sostengan relaciones comerciales asociadas a la ejecución de actividades propias de la prestación de los servicios públicos de los que trata esta resolución y que se encuentren en condiciones análogas.

(...)” (subrayado en negrilla fuera de texto)

Artículo 16

Sin comentarios.

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

Artículo 17

Sin comentarios.

Artículo 18

Sin comentarios.

Artículo 19

19.1 ACOLGÉN

“Los requisitos establecidos en la definición no solucionan el problema de estrechez del suministro de gas natural en el mediano plazo, el cual ha sido identificado por la UPME en sus planes de abastecimiento. Particularmente, vemos que la Resolución plantea la posibilidad de uso del gas importado, aspecto que resaltamos desde la Asociación, pero no establece incentivos 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, aspecto que, también se echa de menos en la actual política pública de abastecimiento de gas natural.”

Respuesta:

En la resolución definitiva se busca establecer el mejor equilibrio entre el funcionamiento eficiente del mercado imperfecto y los principales aspectos de la política energética respecto de los objetivos de la regulación, como son: i.) La comercialización del gas importado con destino al servicio público domiciliario se someterá a las mismas disposiciones expedidas por la CREG para la actividad de comercialización del gas de producción nacional; ii.) La CREG podrá implementar mecanismos para incentivar la importación de gas natural con el fin de promover el abastecimiento de este energético; iii.) La CREG, siguiendo los lineamientos establecidos, 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; iv.) Las actividades exceptuadas a los mecanismos y procedimientos que debe establecer la CREG para la Comercialización de la PTDV; y, v.) Los mecanismos y procedimientos de comercialización de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, recientemente establecidos mediante el Decreto 1467 de 2024.

Lograr el mejor equilibrio entre tantos criterios requiere regulación dinámica, pues las soluciones más adecuadas no son las mismas cuando en el mercado hay suficiencia o cuando hay estrechez de la oferta primaria, o cuando la demanda presenta patrones de consumo de ciclos no predecibles en el mediano plazo, tal como ocurre con los efectos del Fenómeno del Niño y la demanda del sector térmico.

Ver respuesta al comentario 8.3 y al comentario 8.4.

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

19.2 ACP

“No es clara la motivación de permitir la negociación en cualquier momento del año sobre contratos que incluyan una sola Fuente de Suministro.”

Respuesta:

La propuesta de contratos con respaldo en una sola Fuente de Suministro tiene por objetivo evitar que en ese mismo contrato, se puedan incluir otras Fuentes de Suministro que no cumplen con esas características que les otorga la flexibilidad propuesta, puesto que es gracias a la característica propia de cada Fuente que se da la flexibilidad de suscribir contratos en cualquier momento del año y mediante negociación directa.

Ahora bien, en la resolución definitiva y debido a la manera en que debe funcionar el procedimiento de priorización de la Demanda Esencial cuyo punto de partida es la determinación de períodos de ejecución contractual mediante la realización periódica de balances comerciales, para determinar los Trimestres Estándar de ejecución en que la oferta comercial es inferior a la demanda comercial, se está ajustando la flexibilidad actualmente dada a ciertas Fuentes de Suministro o actividades de suministro y que en la propuesta publicada se proponía adicionar con otros tipos de Fuentes o actividades de Suministro. Lo anterior se propone de manera que se requieren establecer ciertas limitaciones en cuanto a la suscripción de contratos en cualquier momento del año, se permite el uso generalizado de las negociaciones directas en que los vendedores establecen sus propios mecanismos de comercialización (asignación de cantidad, precio y términos contractuales en general) y la aplicación a todo tipo de Fuentes de Suministro, así el gas sea de origen en la producción nacional u obtenido en el exterior. Así, para realizarse los balances comerciales periódicamente y en un determinado momento, se requiere contar con información comparable y con las mismas fechas de corte entre las diferentes Fuentes de Suministro y respecto de cualquier comprador.

En este punto es muy importante tener en cuenta que, para el procedimiento de priorización de la Demanda Esencial, y en general, para el desarrollo de las negociaciones de la contratación del suministro en el Mercado primario, se entiende que la oferta que se declara por los vendedores del Mercado primario al Gestor del Mercado es completamente vinculante desde el mismo momento que se declara al Gestor del Mercado, es decir, es una cantidad que será utilizada inicialmente para la contratación de modalidades de tipo firme, ya sea por procesos de comercialización que se abren por iniciativa del vendedor del Mercado primario o ante solicitud de un comprador del Mercado primario al vendedor. Lo anterior en el marco de actividades en serie que se incluyen dentro del cronograma trimestral que se establece en la resolución definitiva, que parte claramente de la misma definición regulatoria de PTDFV y de CIDVF, en que se destaca:

“Oferta de producción total disponible para la venta en firme, oferta de PTDFV: cantidad diaria promedio mes de gas natural, expresada en GBTUD, por Fuente de Suministro, que cumple con las condiciones definidas por el Ministerio de Minas y Energía para contar con Respaldo Físico, que un Productor-comercializador está dispuesto a ofrecer bajo las modalidades contractuales que garantizan firmeza según lo dispuesto en la presente resolución. (...)” (subrayado en negrilla fuera de texto)

D – 902 116 DE 2025 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

“Oferta de cantidades importadas disponibles para la venta en firme, oferta de CIDVF: cantidad diaria promedio mes de gas natural, expresada en GBTUD, por Fuente de Suministro, que un Comercializador de gas importado está dispuesto a ofrecer bajo las modalidades contractuales que garantizan firmeza según lo dispuesto en la presente resolución. (...)”. (subrayado en negrilla fuera de texto).

Como se puede detallar en la misma definición se especifica que la cantidad de PTDFV o de CIDVF es una cantidad dispuesta a ofrecerse. Y, en el momento en que se declara al Gestor del Mercado, quien publicará esa información para conocimiento de los participantes del mercado, esa misma cantidad ya pasa a ser ofrecida al mercado, y por tanto, se vuelve vinculante. Por eso la importancia de la diferencia entre la cantidad declarada de PTDFV/CIDV al Ministerio de Minas y Energía y la cantidad declarada de PTDFV/CIDVF al Gestor del Mercado. De no ser vinculante la cantidad declarada al Gestor del Mercado, los balances comerciales trimestrales serían inocuos, pues entonces podría ocurrir que se declara al Gestor del Mercado una PTDFV/CIDVF que lleva a determinar un balance comercial superavitario para un Trimestre Estándar de ejecución futuro y, cuando los compradores solicitan luego esas cantidades a los vendedores y estos no responden con base en la oferta de las mismas cantidades declaradas al Gestor del Mercado, se podría producir de hecho un balance comercial deficitario “artificial” al que no se le aplicaría las siguientes etapas del procedimiento de priorización establecido por la CREG por cuanto previamente el Gestor del Mercado determinó un balance comercial superavitario. La gravedad de dicha potencial situación, por tanto, implica que la cantidad declarada al Gestor del Mercado de PTDFV/CIDVF es necesariamente vinculante desde el mismo momento en que se realiza dicha declaración, de la manera armónica en que se establece en la resolución definitiva en conjunto con las demás medidas que se incluyen.

Lo anteriormente explicado de las cantidades de PTDFV y CIDVF que se declaran al Gestor del Mercado no es nuevo, proviene del mismo origen de la resolución CREG 089 de 2013, sino que en las circunstancias actuales de oferta “apretada” y la aplicación del procedimiento de priorización de la Demanda Esencial ya establecido, dicha claridad cobra mayor relevancia.

En la resolución definitiva se establecen varios aspectos esenciales en la comercialización del suministro en el Mercado primario, respecto de la propuesta inicial de contratación del comentario recibido:

- i. La declaración de PTDFV/CIDVF al Gestor del Mercado se podrá hacer únicamente de manera trimestral, en el primer día del Trimestre Estándar de negociación. Acá es necesario tener en cuenta que el Gestor del Mercado hará diariamente publicación de las cantidades de PTDFV y/o CIDVF remanentes que presenta una Fuente de Suministro, para cada uno de los siguientes sesenta (60) meses, a partir de la declaración realizada por el vendedor en el primer día del trimestre y descontando las cantidades de cada Fuente de Suministro que se comprometen en los contratos que se registran a medida que transcurre el trimestre de negociación. El vendedor en el primer día del siguiente trimestre podrá actualizar la PTDFV y/o CIDVF, de modo que la pueda aumentar con respecto a la PTDFV/CIDVF remanente que publica el Gestor del Mercado, lo cual puede ocurrir por diversas razones, incluyendo actualizaciones de PTDFV, CIDV, afectaciones de la capacidad de producción de la Fuente de Suministro por mayores inversiones, por mantenimientos programados y no programados, y en general por las circunstancias que

D – 902 116 DE 2025 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

hacen que la PDVF remanente y/o CIVF remanente de la Fuente de Suministro no corresponda con la realidad.

Se debe insistir en que, por los efectos que produce la declaración de la oferta de PTDFV y de CIDVF para el procedimiento de priorización de la Demanda Esencial y, en general, para las negociaciones del Mercado primario, se entiende que las cantidades declaradas de PTDFV y de CIDVF serán ofrecidas de manera inmediata, es decir, en el mismo Trimestre de negociación, en el Mercado primario para la negociaciones de contratos de modalidades de tipo firme. Por ello, no debe ocurrir que un vendedor del Mercado primario no ofrezca (no publique) para la negociación de contratos de modalidades de tipo firme, las mismas cantidades que declaró al Gestor del Mercado, ofreciendo menores cantidades a las declaradas o que, a pesar de la recepción de solicitudes de compra de cantidades para la negociación de contratos de modalidades de tipo firme, el vendedor no responda a tales solicitudes con las mismas cantidades declaradas al Gestor del Mercado.

- ii. El balance comercial lo realiza el Gestor del Mercado en el noveno día hábil del Trimestre Estándar de negociación, con agregación nacional, para cada uno de los siguientes cuarenta Trimestres Estándar de ejecución, o como máximo, con el número de trimestres Estándar con las que se cuenta con declaraciones de PTDFV, por lo que hasta ese día no se podrán avanzar negociaciones directas de contratos de modalidades de tipo firme, para ninguna Fuente de Suministro.
- iii. A partir de lo anterior, los vendedores de todas las Fuentes de Suministro, sin excepción alguna, podrán desarrollar la comercialización mediante negociaciones directas, de modo que un vendedor puede “agrupar” la comercialización de varias Fuentes de Suministro en un mismo proceso de negociación directa, para un mismo contrato, para lo cual se establece el desarrollo en dos etapas, dependiendo de la duración de los contratos que se negocian y el momento en que inician la ejecución dichos contratos, así:
 - a. Entre el undécimo día hábil y el vigésimo quinto día hábil se negocian contratos de inicio de ejecución en el largo plazo (en cualquier Trimestre Estándar de ejecución que ocurra entre el tercero y el cuadragésimo) y con, como mínimo, un Trimestre Estándar de ejecución completo.
 - b. Entre el vigésimo noveno día hábil y el quincuagésimo día hábil se negocian los contratos de inicio de ejecución en el muy corto plazo (en cualquier momento de los dos Trimestres Estándar de ejecución siguientes) y con, como mínimo, un día sábado, un día domingo, un día festivo, una semana o un mes de ejecución.
- iv. Una vez terminadas las negociaciones de cada etapa, los contratos deberán ser registrados dentro del plazo que se establece para ello, que es de máximo 3 días a partir de su suscripción.
- v. En todos los casos de negociación, sin excepción alguna, los vendedores y compradores deberán aplicar el procedimiento de priorización de la Demanda Esencial, incluido como un Anexo de la resolución definitiva, cuando se negocia el suministro cuya ejecución se realizará, de manera parcial o total, en algún Trimestre Estándar de ejecución para el que

D – 902 116 DE 2025 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 Gestor del Mercado ha determinado un balance comercial deficitario, en el noveno día hábil ya mencionado.

- vi. Puesto que en el contrato de suministro se ejecuta en el Punto de Entrega en donde se cumplen las entregas del gas contratado, se entiende que tanto las declaraciones del vendedor de cantidades ofertadas, como las declaraciones del comprador de cantidades de compra, así como las solicitudes de compra que posteriormente dirijan los compradores a los vendedores, deben especificarse con el Punto de Entrega para cada Fuente de Suministro.

Por otra parte, la negociación, suscripción y registro de contratos cuya ejecución de suministro se realiza únicamente cuando el campo de producción está en pruebas o no ha declarado la comercialidad, se podrá realizar en cualquier momento del año, así se trate de contratos con interrupciones o contratos de PTDV en Pruebas. Lo anterior en consideración, por una parte, a que dichas Fuentes de Suministro no cuentan con Respaldo Físico para negociar contratos de modalidades de tipo firme, es decir, no cuentan con PTDVF; y, por otra parte, precisamente a su misma condición de realización de pruebas que requiere de la mayor flexibilidad posible para lograr la contratación de la mayor cantidad de gas producible en esa condición y con la mayor continuidad posible.

Asimismo, para los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, tal como se establece en el artículo 8 del Decreto 1467 de 2024, la comercialización de las cantidades ofrecidas se deberá realizar siguiendo los lineamientos establecidos en cada uno de los literales de dicho artículo. Es de tener en cuenta que esta comercialización no parte de PTDV, puesto que, al momento de la negociación del Contrato en mención, la Fuente de Suministro no cuenta con Reservas de gas natural para los períodos de ejecución en firme que se pactan en el Contrato Firme sujeto a Condiciones. Al no contar con PTDV, dicha comercialización no cumple con el requisito para que sea sujeto de la regulación de la CREG, que se viene a materializar cuando el campo de producción declara excepcionalmente PTDV, para ser ejecutada durante el desarrollo de las pruebas del campo antes de declarar comercialidad, o cuando presenta al Ministerio de Minas y Energía la primera declaración de Potencial de Producción, que entendemos que solamente puede ocurrir con posterioridad a la declaración de comercialidad del campo, cuando declara Reservas de gas natural. A partir de la primera publicación del Potencial de Producción, el vendedor de la Fuente de Suministro debe declarar las cantidades de PTDVF al Gestor del Mercado y en el plazo establecido en la resolución definitiva, debe registrar los contratos en firme derivados del Contrato Firme sujeto a Condiciones.

Finalmente, es posible que para las negociaciones en trimestres de negociación para la ejecución del suministro en trimestres de ejecución muy posteriores, no se cuente en forma simultánea con la contratación de la capacidad de transporte en ese mismo trimestre de negociación, para lo que se espera que los mecanismos de resolución de congestiones contractuales de capacidad de transporte establecidos en la Resolución CREG 185 de 2020 y, en últimas, la adopción de proyectos de ampliación de capacidad de transporte mediante el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, permitan la contratación de la capacidad de transporte para aquellos Puntos de Entrega a los que, en última instancia, se deben contratar para el suministro futuro.

D – 902 116 DE 2025 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

19.3 ACP

“Para campos que cumplen las condiciones de Respaldo Físico, es importante considerar que la ANH no emite certificaciones de reservas sino que es quien las recibe y administra. En este sentido consideramos necesario modificar la redacción del articulado para que sea claro y explícito que las certificaciones son generadas por los auditores de reservas autorizados por la ANH y contratados por las empresas.”

Respuesta:

Para el texto incluido en el Proyecto de Resolución, se tuvo en cuenta la siguiente respuesta remitida a la CREG por la ANH, mediante comunicación con radicado ANH: 2021501297380 Id: 1054111, en consulta previa al respecto:

“En línea con lo anterior, la ANH expió la Resolución 77 de 2019 “Por medio de la cual desarrolla lo previsto en el Acuerdo 11 del 16 de septiembre de 2008, expedido por la Agencia Nacional de Hidrocarburos en relación con la forma, contenido, plazos y métodos de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos en el país y se modifica la Resolución 159 del 12 de febrero de 2008, en virtud de la expedición del Acuerdo 003 del 6 de agosto de 2018”.

En lo referente a las áreas en evaluación, la Resolución en cita establece en el Parágrafo 2 del Artículo 2:

*“Parágrafo 2. Para áreas en evaluación, los volúmenes descubiertos recuperables **pueden considerarse producibles comercialmente, y por lo tanto Reservas**, solo si el operador manifiesta una intención firme en proceder con el desarrollo y tiene presupuestado presentar Declaración de Comercialidad dentro del siguiente año calendario, con base en todos los siguientes criterios:*

- *Una evaluación razonable que la parte económica futura de dichos proyectos de desarrollo cumplirán parámetros definidos de inversión y operación.*
- *Una expectativa razonable que habrá un mercado para todas las cantidades de producción, o por lo menos las cantidades esperadas de ventas, requeridas para justificar el desarrollo*
- *Evidencia que las instalaciones necesarias de producción y transporte están disponibles.*
- *Evidencia de cumplimiento de requerimientos ambientales, sociales y legales para dar inicio a la explotación del campo.*
- *Soporte técnico donde se justifique que la evaluación de la acumulación es suficiente para claramente evaluar la comercialidad y donde también se confirme que la recuperación comercial no es dependiente de tecnología aún bajo desarrollo”.*

De acuerdo con lo anterior, se deben cumplir los cinco requisitos enunciados, debiendo además el Operador, manifestar la intención de proceder con el desarrollo, de lo contrario la ANH procedería a reclasificar los volúmenes de reservas a recursos contingentes, razón por la que no serían tenidos en cuenta en la información oficial de reservas de hidrocarburos del país.” (subrayado en negrilla fuera de texto).

D – 902 116 DE 2025 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 observa del texto anterior que no se trata de una declaración de reservas, sino de unas circunstancias que llevan a la ANH a considerar volúmenes descubiertos recuperables como Reservas.

En todo caso, con base en los comentarios recibidos y el objetivo de la política energética, la posibilidad de utilizar este tipo de Reservas consideradas por la ANH, no será incluida en la resolución definitiva.

19.4 ACP

“La definición de campo aislado se amplía al acceso directo e indirecto al SNT, esto supone que los campos que hoy en día se consideran aislados y que realizar su gestión comercial a partir de logísticas especiales por su naturaleza y ubicación perderían esta condición por contar con estos mecanismos.

Se sugiere evaluar la oportunidad de modificar el literal b del artículo 19, de la siguiente forma: (...) Se deberá entender como campo aislado aquel que no tiene conexión física mediante gasoductos utilizados por los productores-comercializadores como parte del suministro.

De la misma forma evaluar la oportunidad de detallar las condiciones bajo las cuales se considera que un campo puede conectarse de forma indirecta (o con logísticas diferentes) al SNT. ”

Respuesta:

En la resolución definitiva no habrá excepciones para las condiciones de la comercialización y de la contratación del suministro del gas que proviene de campos aislados o que, en general, en el contrato de suministro se establece como Punto de Entrega el campo de producción. Las modalidades contractuales y requisitos mínimos deberán corresponder con las establecidas por la CREG para cualquier modalidad de tipo firme, en caso de que se comercialice con PTDVF. Lo anterior bajo el entendido de que la extracción y producción del gas natural en estos campos parte de los mismos principios que la que ocurre en los campos que están conectados al SNT, directamente o a través de una planta de tratamiento y que actualmente, a diferencia de lo que ocurría en años anteriores a 2013, este tipo de negociaciones ya tiene incidencia en la liquidez del Mercado Mayorista de gas natural.

Es necesario tener claro que actualmente, los Productores-comercializadores no pueden utilizar los gasoductos como parte el suministro, como se afirma en el comentario en la forma en que se sugiere la modificación de texto, sino que el gasoducto del SNT debe ser contratado por el remitente directamente.

Ver respuesta al comentario 19.2

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

19.5 ACP

“En concordancia con la propuesta de mantener como referencia comercial el Punto de Entrega sobre la negociación y registro en cualquier momento del año.

Se sugiere modificar la redacción de este artículo y los relacionados así:

d) Desde cualquier Fuente de Suministro relacionada a un Punto de Entrega, mediante la modalidad de contrato de suministro de contingencia, CSC.

e) Cuando provenga de una nueva Fuente de Suministro costa afuera, relacionada a un Punto de Entrega (...)

f) Cuando provenga de Fuentes de Suministro nacionales y que estén relacionadas a un Punto de Entrega (...).”

Respuesta:

Se entiende que, para negociar cualquier contrato de suministro, desde cualquier Fuente de Suministro, se requiere contar con un Punto de Entrega de referencia, que finalmente se incluye en el contrato de suministro y es en el que se deben cumplir las entregas del gas natural. Por ello no se encuentra necesario adicionar los textos sugeridos.

19.6 ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.

"Campos con pruebas extensas.

Verificar requisitos de certificación de los campos en pruebas extensas con el fin de garantizar firmezas en el corto plazo según la disponibilidad de oferta con la que cuente el campo. Esto debido a la complejidad de las certificaciones por parte de ANH. "

Respuesta:

No es claro el comentario respecto de quién debe verificar requisitos de certificación de campos en pruebas extensas y sobre la “complejidad” de las certificaciones de la ANH. Quien mejor conoce la situación de las pruebas extensas es el mismo vendedor que negocia con el comprador el gas en forma directa. El comprador puede pedirle al vendedor que demuestre que efectivamente se encuentra en el desarrollo de pruebas y que la ANH le ha otorgado la duración de ellas mediante resolución, dentro del período de ejecución cubierto por el contrato de suministro que se negocia.

Ver respuesta al comentario 8.7.

19.7 ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.

“Campos con pruebas extensas: Respaldo la capacidad del campo con otros contratos de gas nacional o importado, en concordancia con el art. 23 para otras fuentes.”

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

Respuesta:

No se encuentra necesario respaldar un contrato de gas que se soporta en una Fuente de Suministro que se encuentra en pruebas, con otros contratos de gas nacional e importado. En ese caso, lo eficaz sería suscribir el contrato inicial con las Fuente de Suministro nacional e importado y no con la Fuente de Suministro que está en pruebas, pues de todos modos el contrato de respaldo se deberá basar en PTDVF/CIDVF de esas Fuentes de “respaldo”.

Adicionalmente, en la resolución definitiva se establece que no habrá incumplimiento del contrato de suministro, cuando el vendedor entregue las cantidades contractuales nominadas por el comprador, con 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 por esta razón, mayores costos en las demás actividades de la cadena de prestación del servicio.

Se considera que la manera más eficiente es que el vendedor sea quien cubra directamente el riesgo de cumplimiento de la entregas del contrato de suministro, para lo que requiere la mayor flexibilidad al momento en que se haga necesario ejecutar las entregas con gas de otras Fuentes de Suministro.

Por último, los vendedores de campos en pruebas podrán suscribir contrato de PTDV en Pruebas en los que se garantiza la entrega de una cantidad máxima de gas natural, sin interrupciones, y para ello no requieren contar con Respaldo Físico.

19.8 ASOENERGÍA

"Teniendo en cuenta que i) los comercializadores de gas importado solo podrán negociar directamente en cualquier momento del año siguiendo lo especificado en el numeral 2 del Artículo 19, ii) la estructura definida para el mecanismo MADE prioriza a la Demanda Esencial, iii) la situación de déficit de oferta de gas natural que se identifica para el mediano y largo plazo, y iv) la necesidad de cobertura del suministro de gas a los usuarios que no hacen parte de la Demanda Esencial, solicitamos a la Comisión se evalúe la posibilidad de habilitar regulatoriamente al usuario no regulado como comprador del gas natural importado sin necesidad de acudir al mecanismo de subasta que se establece en el Anexo 7 del Proyecto."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 15.1 y al comentario 19.2.

19.9 ASOENERGÍA

"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. Sin embargo, consideramos importante que se dé claridad respecto de si dentro de las cantidades de gas natural liberadas ante eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña que hayan estado comprometidas para la atención del consumo propio de los

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

Productores y sean ofrecidas mediante contratos semanales, se contemplan todas las Fuentes de Suministro de gas natural independiente de si es un campo mayor, menor, aislado, prueba extensa, etc.”

Respuesta:

En la resolución definitiva se incluye un texto que deja completamente claro que, cuando se traten de cantidades liberadas de gas natural de cualquier Fuente de Suministro, ante eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, del consumo propio de los Productores-comercializadores, de acuerdo con la declaración de la producción comprometida de un productor, PC, publicada por el Ministerio de Minas y Energía, cuyos contratos de consumos propios hayan sido registrados ante el Gestor del Mercado previamente, los productores-comercializadores podrán negociar contratos de suministro directamente en las condiciones establecidas en la resolución, con una duración máxima de 1 mes calendario.

Adicionalmente se ha incluido que la disposición anterior también aplica en el caso de las cantidades liberadas ante eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña ocurridos a la parte compradora, que estén comprometidas en los contratos de suministro de modalidades de tipo firme en el Mercado primario.

Asimismo, los vendedores podrán declarar al Gestor del Mercado, en cualquier momento del año, las cantidades de PTDVF y CIDVF, así como el período de su vigencia, que surgen como consecuencia de lo establecido al respecto de las cantidades liberadas.

19.10 CANACOL ENERGY

"En cuanto a los campos en pruebas extensas, con el fin de realizar en forma efectiva dicha evaluación y poder determinar el volumen de reserva, técnicamente es necesario contar con volúmenes en firme durante un periodo de 6 meses a 1 año, ya que la intermitencia de un interrumpible no me permitira probar realmente el campo.

Adicionalmente el no poder contratar en firme estos campos va a inviabilizar económicamente la inversión para la infraestructura y las facilidades que este campo requiera para llegar a la demanda.

Dicho lo anterior, reafirmamos la necesidad de contar con la posibilidad de firmar contratos que garanticen firmeza cuando la Fuente de Suministro es un campo en prueba extensa.

Cabe tener en cuenta que según el Acuerdo 11 de 2008 de la ANH y el Sistema Gerencial para el Manejo de los Recursos Petroleros, para que unos recursos sean considerados como reservas, deben cumplir con un requisito de viabilidad económica, cuya determinación se dará a partir de la existencia de contratos que aseguran su viabilidad comercial para el desarrollo de la infraestructura necesaria para su producción. En ese sentido, se requiere tener contratos en firme para asegurar las inversiones asociadas al desarrollo de los campos y, en ese sentido, clasificar los volúmenes como reserva. De lo contrario, estaríamos ante un escenario en el que muchos campos no podrían llegar a tener Respaldo Físico pues el campo nunca tendría unos contratos de suministro en firme que garanticen el retorno de la inversión. "

D – 902 116 DE 2025 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 entiende que los contratos en firme que sirven para asegurar las inversiones asociadas al desarrollo de los campos, y en ese sentido, poder clasificar los volúmenes como reservas, son los contratos que se firmen durante la evaluación del campo y cuya ejecución de entregas se inicia una vez declarada la comercialidad del campo. Es decir, no se trata de los contratos que buscan aprovechar el desarrollo de las pruebas de evaluación del campo de gas para atender parte de la demanda. En ese sentido, la resolución definitiva separa los dos momentos de compromisos de ejecución de entregas de gas natural, e incorpora la modalidad contractual establecida en el Decreto 1467 de 2024 y sus reglas de comercialización, denominada Contrato Firme sujeto a Condiciones.

Ver el comentario 19.18 y la respuesta al comentario 8.7, al comentario 19.2 y al comentario 19.7.

19.11 CANACOL ENERGY

"El literal a) del numeral 1 del artículo 19 indica que los campos en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado comercialidad, no contarán con Respaldo Físico a menos que la ANH haya considerado estos volúmenes como Reservas Probadas (1P) y/o probables (2P).

El PRMS adoptado por la ANH mediante los Acuerdos No. 11 del 16 de septiembre de 2008, No. 003 del 6 de agosto de 2018 y las consideraciones dadas en la resolución 77 de 2019 dictan condiciones específicas para la definición de reservas mediante variables como la voluntad e interés sobre la cual el productor busca avanzar en el proyecto, la asignación de recursos de capital, el resultado de los análisis financieros y económicos que certifiquen la viabilidad económica del proyecto, entre otras, las cuales, para cada tipo yacimiento, campo y proyecto resultan diferentes y que en algunos casos, se exige demostrar la contratación firme de estos recursos para ser considerados reservas. Actualmente esto representa una gran limitación porque los productores no pueden contratarse en firme para así ser considerados como reservas, esto genera un círculo vicioso en el cual se limita la comercialidad de recursos significativos.

Con lo anterior en mente consideramos oportuno que la CREG, en el marco de las motivaciones descritas en los numerales 3.2.2. y 3.2.4. y 3.2.5. del documento soporte, permita la venta en firme de fuentes offshore, en pruebas extensas o sin declaración de comercialidad incluyendo esquemas de compensación física, como Respaldo Físico de las cantidades contratadas en firme de estas fuentes, esto considerando que existen variables técnicas y económicas que no le permitirían al productor simplemente acceder a las flexibilidades del párrafo 2 del artículo 2 de la resolución 77 de 2019.

Sugerimos modificar el párrafo del artículo 20 de la propuesta de resolución así:

Paragrafo 4. Para el suministro en firme o con garantía de firmeza del caso contenido en el numeral i del literal a) del numeral 1, el vendedor podrá honrar sus compromisos firmes bajo lo definido en el párrafo 1 del Artículo 13 por un termino máximo definido en las condiciones contractuales pactadas, de lo contrario incurrirá en incumplimiento bajo lo estipulado en el artículo

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

13 de esta resolución, acarreando las correspondientes compensaciones bajo lo descrito en el Artículo 14."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.3, al comentario 19.7 y al comentario 19.10.

19.12 CANACOL ENERGY

"En la exposición de motivos, la CREG expresamente estableció que ""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"". No obstante, ni en este artículo ni en los artículos 11 y 14 de la Resolución, por lo cual, vemos importante que se aclare, según la misma CREG propone, que en los nuevos contratos que se respalden a través de campos en pruebas no aplicarán las compensaciones del artículo 14 ni los eventos eximentes taxativos del artículo 11."

Respuesta:

En la resolución definitiva se establece la nueva modalidad del contrato de PTDV en Pruebas, como mejor solución a las circunstancias de la producción en dichas pruebas. Sin embargo, puesto que se trata de una modalidad en que se garantiza una cantidad máxima sin interrupciones durante el período de ejecución y por los efectos que ello produce, dicha modalidad contractual deberá incluir los requisitos mínimos de la CREG. De otro modo, la modalidad contractual a utilizar para el suministro de gas natural durante el desarrollo de las pruebas de un campo será el contrato con interrupciones.

Lo anterior en consistencia con la respuesta dada al comentario 40.1.1.6 del documento CREG-702 003 de 2023, soporte del Proyecto de Resolución publicado para comentarios.

Ver respuesta al comentario 19.11.

19.13 CANACOL ENERGY

"Para campos que cumplen las condiciones anteriormente mencionadas, es importante considerar que la ANH no emite certificaciones de reservas sino que es quien las recibe y administra. En este sentido consideramos que se requiere modificar la redacción del articulado en la resolución para que quede claro que las certificaciones son generadas por los auditores de reservas contratados por las empresas."

Modificar dentro de las múltiples situaciones en donde se requiere el certificado de reservas de la ANH, que el documento necesario es el certificado emitido directamente por la firma evaluadora."

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 al comentario 19.3.

19.14 ECOPETROL

“Ajustar el numeral i) del literal a) del numeral 1) del artículo 19 de la resolución en comento para dar claridad sobre las disposiciones aplicables a la comercialización antes de la declaración. Su redacción no captura lo que de manera explícita y más clara establece el documento soporte de la resolución, Documento CREG 702 003 de 2023.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 8.7.

19.15 ECOPETROL

“La propuesta regulatoria publicada por medio de la Resolución CREG 702 003 de 2023 plantea cambios relevantes a la comercialización antes de la declaración de comercialidad de un campo. Estos cambios comprometerían la posibilidad suscribir, antes de la declaración de comercialidad, contratos que aseguren la entrega del gas natural por parte del productor y el pago correspondiente por parte de la demanda a partir del momento en que inicie la producción del proyecto y, por tanto, limitarían la posibilidad de tomar una decisión final de inversión (FID) en proyectos costa afuera.”

Respuesta:

En la propuesta de resolución no se proponen cambios relevantes a la comercialización antes de la declaración de comercialidad de un campo de producción, sino que se da claridad sobre las circunstancias de la comercialización del gas de dichos campos.

Ver respuesta al comentario 9.1 y al comentario 19.10.

19.16 ECOPETROL

“Dado que los recursos no se consideran reservas antes de la declaración de comercialidad, del numeral transcrito entendemos que no se podrían suscribir contratos que garanticen firmeza antes del hito mencionado en tanto no habría ‘Respaldo Físico’ hasta tanto se consideren reservas.

Teniendo en cuenta lo anterior, y en el evento en que la Comisión no acoja el comentario planteado en el numeral 1.2 de esta comunicación, de manera comedida sugerimos que el texto transcrito sea ajustado y complementado para brindar claridad sobre: i) la posibilidad y las implicaciones de suscribir contratos antes de la declaración de comercialidad, considerando que la certificación de reservas está asociada a la declaración de comercialidad de un campo; y ii) las características de los contratos de suministro del gas natural proveniente de campos sobre

D – 902 116 DE 2025 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 que no se ha declarado la comercialidad, como son la duración y las modalidades permitidas.
"

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.10.

19.17 ECOPETROL

"Del documento soporte, transcrito arriba, entendemos que la propuesta regulatoria permitiría comercializar gas natural proveniente de un campo sobre el que no se ha declarado comercialidad, y por tanto no cuenta con reservas, con las siguientes características:

- No existirían limitaciones en relación con el tipo de demanda que el comprador puede atender. Es decir, en ese caso sería posible suscribir contratos con la demanda esencial y demanda no esencial.*
- Se podrían suscribir contratos con compromisos firmes, los cuales deben ser vaciados en contratos regulados una vez se hayan certificado las reservas correspondientes, previo el registro de los respectivos contratos ante el Gestor del Mercado.*
- Una vez se declare la comercialidad del campo y se cuente con la certificación de reservas correspondiente:*

o Se deberá ajustar el contrato firmado antes de la declaración de comercialidad, de tal forma que el contrato resultante tome como base el contrato ya firmado pero esté enmarcado en las modalidades contractuales establecidas en la regulación. Así las cosas, la única forma para que el contrato resultante cuente con Respaldo Físico es que en el momento de ser ajustado tome como referencia una modalidad que garantiza firmeza según lo establecido en la regulación.

o El contrato resultante deberá ser registrado en el Gestor de Mercado de Gas Natural.

No obstante lo dicho en el documento soporte, nótese que según la resolución propuesta no sería posible suscribir contratos bajo cualquier modalidad. En particular, no sería posible suscribir contratos que aseguren que, a partir de un momento en el tiempo, como puede ser el inicio de la producción: i) el productor deberá entregar el energético; y ii) el comprador deberá realizar el pago correspondiente. Dicho de otra forma, únicamente sería posible suscribir contratos con interrupciones. Por tanto, reiteramos la sugerencia en el sentido de que la resolución refleje el texto del documento soporte. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.10.

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

19.18 ECOPETROL

"Dividir el numeral i) del literal a) del numeral 1) del artículo 19, con el fin de separar claramente las disposiciones aplicables a campos en pruebas extensas y campos sobre los que no se ha declarado la comercialidad, para facilitar la lectura e interpretación de las disposiciones aplicables a cada caso. Como lo mencionamos antes, son prácticas diferentes, que requieren desarrollarse de manera independiente en la regulación.

En ciertos casos, como en algunos campos en áreas continentales, es posible realizar pruebas extensas, cuya producción, que es limitada, podría ser comercializada. Es importante notar que en estos casos la producción que se consigue durante las pruebas extensas se realiza durante el periodo de evaluación y, por tanto, los compromisos contractuales que eventualmente se adquieran están limitados al periodo de evaluación.

Como lo hemos mencionado a lo largo de esta comunicación, el interés de la industria en relación con la comercialización antes de la declaración de comercialidad no es comercializar el gas natural para producirlo y entregarlo durante el programa de evaluación, sino asegurar, por medio de contratos, que una vez inicie la producción (que en el caso costa afuera puede ser hasta cinco (5) años después de la declaración de comercialidad, según lo establece el contrato de exploración y producción de la ANH), momento en que ya se habrán certificado las reservas correspondientes, se contará con un flujo de ingresos asociado a la venta del gas natural. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 8.7.

19.19 ECOPETROL

"Incluir en el articulado de la resolución, de manera detallada, la totalidad de las reglas aplicables a la comercialización de gas de campos para los que no se ha declarado la comercialidad. Como lo mencionamos antes, estas reglas se desarrollan en el documento soporte de la resolución, pero no en el articulado.

En particular, sugerimos incluir en el articulado la referencia a que: i) en el caso de los campos para los que no se ha declarado la comercialidad, y por tanto no cuentan con reservas, se podrán suscribir contratos con demanda esencial; ii) en el caso de los campos para los que no se ha declarado la comercialidad, y por tanto no cuentan con reservas, se podrá suscribir cualquier modalidad contractual, incluyendo contratos que tengan como objeto adquirir compromisos que garanticen el suministro de una cantidad máxima de gas natural, sin interrupciones, durante un período determinado; iii) los agentes que hayan celebrado contratos proveniente de campos para los que no se ha declarado la comercialidad, y por tanto no cuentan con reservas, una vez declaren la comercialidad y certifiquen sus reservas, podrán mantener la modalidad contractual suscrita inicialmente; y iv) los contratos de campos para los que no se ha declarado la comercialidad asegurarán Respaldo Físico para la demanda esencial en la medida en que las entregas inicien una vez se certifiquen las reservas, independientemente de la modalidad contratada antes de la declaración de comercialidad. "

D – 902 116 DE 2025 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 al comentario 8.7.

19.20 ECOPETROL

"El Literal b del numeral 1 del artículo 19 propone ajustar la definición de campo aislado, estableciendo que se trata de un campo que no tiene conexión directa o indirecta con el SNT.

Sugerimos reevaluar la referencia a conexión indirecta. Si bien es posible que eventualmente los campos aislados del SNT atiendan algunos mercados por medio de soluciones como el GNC y el GNL, esto no asegura que puedan hacerlo. Estos campos, en la práctica, no tienen la posibilidad y facilidad que tienen otros campos que sí están conectados al SNT de atender diferentes centros de consumo del país.

Así las cosas, estos campos requieren mayor flexibilidad comercial de tal forma que se les permita impulsar su desarrollo y facilitar su operación.

Sugerimos ajustar la referencia a campos aislados en los siguientes términos: "Cuando provenga de un campo aislado. Se deberá entender como campo aislado aquel que no tiene conexión a sistemas de transporte del SNT de forma directa, bien sea en forma directa a través de gasoductos o bien en forma indirecta a través de medios de transporte diferentes a los gasoductos utilizados por los productores-comercializadores como parte del suministro." "

Respuesta:

La clasificación de una Fuente de Suministro como campo aislado será utilizable solo para efectos de la entrega de la información al momento de registrar un contrato del Mercado primario. Con ese alcance, se deberá entender como campo aislado aquel que no tiene conexión a sistemas de transporte del SNT, en forma directa a través de gasoductos.

Ver respuesta al comentario 19.4.

19.21 Efigas SA ESP

"Apreciamos la flexibilidad que brinda la posibilidad de negociar directamente el suministro de gas natural en cualquier momento del año. Sin embargo, en relación con el literal a), donde se hace referencia a la Resolución CREG 062 de 2013, consideramos que esta referencia puede ser más específica. Dicha resolución tiene un alcance particular y podría no aplicar de manera general a los agentes térmicos que se abastecen con gas natural importado. Sugerimos omitir la mención a esta resolución para evitar confusiones y ambigüedades. "

Respuesta:

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

En la resolución definitiva se mantiene el texto propuesto, que es una simplificación de lo que se encuentra incluido en la Resolución CREG 186 de 2020, que a su vez proviene de la Resolución CREG 089 de 2013 y que ha sido utilizado en el Mercado Mayorista sin inconveniente alguno.

Ver repuesta al comentario 19.2.

19.22 Energy Transitions

“Se limita a que los productores sólo pueden suscribir contratos de duración semanal; sin embargo, pueden presentarse, y se presentan en la actualidad, eventos de duración menor a una semana.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.9.

19.23 EPM

“En la práctica aparecen campos con unas capacidades inferiores a los 10 MPCD, que no son de interés de los grandes productores o que tienen una vida útil menor a 5 años. La viabilidad y comercialización de este tipo de campos, tiene que ver con la escala que se pueda lograr al agruparlos con otros de iguales características, para definir su conexión al SNT o su venta bajo otras tecnologías como GNL y/o GNC. Por lo anterior, exigir a este tipo de campos participar dentro del proceso MADE y suscribir contratos de maneras individual, no ayuda a poner mayores cantidades en el mercado y adicional genera mayor operatividad. Sugerimos para estos casos poder realizar un solo contrato con campos menores de las características mencionadas, en aras de poder colocar mayores cantidades en el mercado.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.2.

19.24 GASES DEL CARIBE

"Solicitamos una aclaración con respecto a la inclusión de los campos menores en el balance que llevará a cabo el gestor de mercado para cada punto de referencia. Esta solicitud surge considerando tanto el contenido del artículo 19 del Proyecto de resolución como literal a del artículo 21 del Proyecto de resolución y el planteamiento en la sección 4.10 del documento de soporte. Por un lado, el artículo 19 del Proyecto de resolución establece la posibilidad de negociar suministros en cualquier momento del año para campos menores, pero en caso de que un campo menor alcance la categoría de campo mayor, se requerirá adherirse al mecanismo de comercialización del MADE. Por otro lado, en literal a del artículo 21 del Proyecto de resolución y en la sección 4.10 del documento de soporte especifica que el balance comercial previo al MADE se elaborará considerando todas las Fuentes de Suministro.

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

Así mismo, consideramos que 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:

En la propuesta publicada se mantenía la libertad para las Fuentes de Suministro del artículo 19, de negociar el suministro del gas en cualquier momento del año, para aquellos Trimestres Estándar, siempre y cuando en el balance comercial más recientemente publicado, a la fecha en que se desea registrar el contrato ante el Gestor del Mercado, se encuentre que hay una oferta comercial firme excedentaria para el Punto de Referencia de la Fuente de Suministro. Sin embargo, en la resolución definitiva se incluyen limitaciones a dicha negociación en cualquier momento del año.

Ver respuesta al comentario 19.2.

En cuanto a la determinación de los campos menores para los efectos de las flexibilidades que se dan en la resolución definitiva, se establece que el período de ejecución del suministro que se podrá acordar bajo la negociación directa, deberá limitarse al período en el que la declaración de potencial de producción más actualizada publicada por el Ministerio de Minas y Energía al momento de la negociación y registro del contrato de suministro, muestre una cantidad de potencial de producción igual o inferior al valor definido para Campos Menores en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015.

19.25 GESTOR DEL MERCADO

"Para lo establecido en el inciso i del numeral a, se sugiere que se establezca una metodología de reporte trimestral del estado del campo según su estado de desarrollo (pruebas extensas, menor, aislado, etc.) por parte del productor directamente al sistema SEGAS, con la certificación de Campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad. El cual se entenderá como la declaración del agente. "

Respuesta:

Tenemos entendido que la ANH publica la información respecto del estado de avance de un contrato de exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia.

Ver respuesta al comentario 19.6.

19.26 GESTOR DEL MERCADO

"Se sugiere ajustar el inciso b del numeral 1 en referencia al concepto de campo aislado:

Cuando provenga de un campo aislado. Se deberá entender como campo aislado aquel que no tiene conexión a sistemas de transporte del SNT, bien sea por gasoducto o transporte virtual. "

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

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.20.

19.27 MC2 SAS ESP

"Negociación directa en cualquier momento del año. Numeral 1, Literal a), i) . Es importante que la CREG tenga en cuenta que, si bien esta exigencia es un avance en el control de las prácticas de venta de gas en firme sin Respaldo Físico de los productores encargados de este tipo de campos, en la práctica la certificación de reserva no necesariamente se corresponde con la capacidad real de producción de los campos.

Adicionalmente, la entrega y suministro físico de gas natural depende de diferentes aspectos, tales como la volatilidad en las cantidades producidas según la realidad técnica y económica de los campos. En ese sentido, incluso, existiendo una certificación vigente de reservas de la ANH, no existe garantía real de que hayan cantidades de gas disponibles físicamente para garantizar la firmeza. No obstante, los agentes productores las comprometen contractualmente.

Se incluya una prohibición expresa de comprometer cantidades de gas en firme en los casos en que, pese a la certificación de reservas, la realidad económica y física de los campos de producción no corresponda con dicha certificación, so pena de incurrir en prácticas restrictivas de la competencia (abuso de posición dominante contractual y del mercado), y en incumplimiento de la regulación aplicable. "

Respuesta:

Corresponde al Ministerio de Minas y Energía el análisis y la verificación de la información de las declaraciones de Potencial de Producción que presentan los productores-comercializadores para cada campo de producción, en virtud de la obligación contenida en el artículo 2.2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015. A partir de la información de PTDV que se presenta para cada campo en la mencionada declaración, corresponde al vendedor del Mercado primario declarar ante el Gestor del Mercado la PTDVF, con base en la cual iniciará negociaciones de los contratos de suministro en el Mercado primario.

Lo anterior por cuanto es el vendedor el único que puede determinar y asumir responsabilidades sobre el desarrollo de cada campo de producción que opera y/o comercializa. Es por ello que, lo que hace efectivamente que la contratación en modalidades de tipo firme o en modalidades que garanticen el suministro de gas sin interrupciones durante el período de ejecución del contrato, se ejecute en forma cumplida, es la inclusión de los requisitos mínimos de la CREG, dentro de los que se establecen en forma homogénea, las causales de incumplimiento del contrato y los montos de compensación por dichos incumplimientos.

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

19.28 MC2 SAS ESP

"Negociación directa en cualquier momento del año. Numeral 1, Literal a), ii). No resulta clara la disposición relacionada con el posible cambio de un campo menor a un campo mayor. Los campos menores son, en ocasiones, también campos aislados sin conexión al SNT.

Se sugiere aclarar que el cambio en las condiciones de comercialización ocurriría en la medida que los campos estén conectados al SNT. "

Respuesta:

En la resolución definitiva se precisa que, en los casos de negociación de los Campos Menores, el período de ejecución del suministro que se podrá acordar bajo la negociación directa, deberá limitarse al período en el que la declaración de potencial de producción más actualizada publicada por el Ministerio de Minas y Energía al momento de la negociación y registro del contrato de suministro, muestre una cantidad de potencial de producción igual o inferior al valor definido para Campos Menores en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015

Ver respuesta al comentario 19.24.

19.29 MC2 SAS ESP

"Negociación directa en cualquier momento del año. Numeral 1, Literal a), iii), f). Establece que ""Cuando provenga de Fuentes de Suministro nacionales que requieren logísticas especiales para su comercialización, como GNC o GNL"".

No se entiende la razón de la inclusión de este literal f, teniendo en cuenta que, en relación con los campos aislados, el gas entregado siempre necesita logísticas especiales, pues su transporte y distribución involucra tecnología virtual diferente a tubería por no estar conectados al SNT.

La excepción aquí incluida podría acarrear conflictos de interpretación, relacionada con el posible entendimiento de que está permitida la venta de gas natural, incluso en campos mayores y campos conectados al SNT, que se entregue para ser transportado o comercializado a través de logísticas especiales sin utilizar el SNT. Lo que llevaría a la disminución de liquidez del mercado.

Este literal es innecesario, teniendo en cuenta que el literal a. iii., ya contempla los campos aislados.

Se sugiere eliminar el literal f. "

Respuesta:

La inclusión de esta propuesta se explica en función de lo que se compromete entregar el vendedor en el contrato de suministro en el Punto de Entrega. La propuesta permite de manera clara la comercialización del gas del vendedor, en formas de suministro que no necesariamente son el gas natural en su estado gaseoso. Para ello entendemos que actualmente es el comprador del gas el que recibe el gas del contrato de suministro en forma gaseosa y se encarga de

D – 902 116 DE 2025 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

comprimirlo, o de licuarlo, para transportarlo a una estación d puerta de ciudad o para su inyección en el SNT. Con esta propuesta se busca que también pueda ser el vendedor quien se encarga de dicha operación y la internalice en el precio de venta del GNC o del GNL

En la propuesta definitiva no se incluirá dicha especificación por no encontrarla necesaria, es decir, que se entiende que dicha comercialización es posible realizarla en el Mercado primario, y que podría confundir a lar partes, tal como se ve del comentario recibido.

Ver respuesta al comentario 19.2.

19.30 MC2 SAS ESP

"Negociación directa en cualquier momento del año. Numeral 2, Literal c). No se entiende por qué el numeral romano ii y el numeral romano iv se separan.

Se sugiere ajustar el texto en el siguiente sentido:

""Cuando se destine en general al servicio público de gas combustible, ya sea que se trate de cualquiera de las siguientes situaciones: i.) suministro de gas natural mediante interconexión internacional; ii.) suministro de gas natural mediante infraestructuras de importación establecidas en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural vigente; o iii.) suministro de gas natural licuado, o de gas natural comprimido; o, iv) suministro de gas natural mediante infraestructuras de importación no establecidas en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural vigente. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.2.

19.31 MC2 SAS ESP

"Negociación directa en cualquier momento del año. Numeral 3. No se entiende por qué no se incluyen, además, las cantidades liberadas por la ocurrencia de eventos eximentes.

Adicionalmente, no resulta clara la razón por la cual este numeral 3 se incluye en este apartado; el título corresponde a los aspectos comerciales del Mercado Primario y a las excepciones aplicables en este. Téngase en cuentas que el Productor únicamente participa en el primario como vendedor, así como, solo puede comprar gas en secundario como usuario no regulado para su propio consumo. Por lo tanto se pregunta ¿por qué se ubica la liberación de cantidades adquiridas por el productor en el Mercado secundario para liberarlas en el primario? ¿Cuáles son los eventos en los que esta hipótesis podría presentarse? "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.36 y al comentario 19.9.

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

19.32 Naturgás

"En el numeral i, literal a), numeral 1 de este Artículo se plantea la posibilidad de negociaciones directas en cualquier momento del año para el gas 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 la ANH haya considerado como reservas probadas y/o probables los volúmenes descubiertos recuperables en dichos campos en las condiciones establecidas para ello por la ANH. 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, de acuerdo con los términos del contrato de exploración y producción, o su equivalente, suscrito con la ANH"".

De acuerdo con esta disposición, y dado el concepto de Respaldo Físico desarrollado en la propuesta de la Resolución en consulta, el gas de los campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad no se podría comercializar mediante contratos firmes. Es decir, esta medida limita la contratación en firme para estos campos.

Sobre el particular se debe mencionar que, bajo la regla vigente, la cual no introduce el concepto de Respaldo Físico, 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 capacidad de largo plazo. 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 limitar la contratación en firme. 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. limitar la contratación en firme para estos campos, 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 revisar la propuesta planteada en este literal y considerar que la regla vigente ha permitido que el mercado de suministro se desarrolle. Para atender la preocupación sobre Respaldo Físico de campos en pruebas extensas se propone evaluar alternativas, como respaldar los contratos firmes de estos campos con gas de otras fuentes locales o gas importado, i.e. respaldo con varias fuentes como se prevé en el Art. 23, literal k para otras fuentes. "

Respuesta:

La contratación en firme del suministro del gas proveniente de un campo que se encuentra en pruebas no cumple con las disposiciones que se han establecido en la política energética respecto del contrato firme o que garantiza firmeza, que requiere Respaldo Físico. En el numeral 2.2.6, numeral 4.4. y numeral 4.10, entre otros, del documento CREG 702 003 de 2023, soporte del Proyecto de Resolución CREG 702 003 de 2023, se explica dicha situación.

D – 902 116 DE 2025 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 al comentario 8.7, al comentario 19.2, al comentario 19.10 y al comentario 19.15.

19.33 Naturgás

"En este artículo se fijan los casos a los que les aplican reglas diferenciales en materia de contratación. Se entiende que estas reglas diferenciales buscan incentivar desarrollos considerando las particularidades de los distintos casos.

Dentro de estas reglas diferenciales, y como medida para incentivar el desarrollo de nuevos campos para garantizar el abastecimiento, consideramos necesario incluir los casos de desarrollos costa afuera y nuevos campos en área continental. Es decir, que en estos casos la negociación se pueda realizar en cualquier momento del año con un contrato que se ajuste a necesidades de demanda y oferta para nuevos desarrollos. Un modelo de contrato adecuado es aquel que pueda ser negociado por las partes en cualquier momento del año, antes de declarar comercialidad del campo y con Respaldo Físico a partir de registro ante el Gestor del Mercado. Las partes acuerdan, entre otros aspectos, cuándo se hará el registro y cómo sería la indexación de precios.

Cabe anotar que los desarrollos costa afuera tienen particularidades que los hacen muy distintos a otros proyectos, a saber: i) mayor costo de capital por mayores tiempos de desarrollo y mayores inversiones, ii) mayores costos de desarrollo de infraestructura; y iii) condiciones técnicas como perfil de riesgo, e.g. aumentar capacidad sobre desarrollos existentes es prácticamente un nuevo desarrollo que requiere grandes inversiones y tiempos largos.

Incluir medida diferencial en la contratación para incentivar el desarrollo de nuevos campos para garantizar el abastecimiento, como son los desarrollos costa afuera y nuevos campos en área continental. Es decir, que en estos casos la negociación se pueda realizar en cualquier momento del año con un contrato que se ajuste a necesidades de demanda y oferta para nuevos desarrollos. Un modelo de contrato adecuado es aquel que pueda ser negociado por las partes en cualquier momento del año, antes de declarar comercialidad del campo y con Respaldo Físico a partir de registro ante el Gestor del Mercado. Las partes acuerdan, entre otros aspectos, cuándo se hará el registro y cómo sería la indexación de precios. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.2.

19.34 Petromil

"En el artículo 19 referente a la aplicación del mecanismo de comercialización de Negociación Directa se incluyen las fuentes que requieren logísticas especiales con GNC y GNL. Con lo anterior ¿es correcto asumir que se incluyen campos mayores que quieran salir a comercializar suministro con estas características operativas? "

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 al comentario 19.29.

19.35 PROMIGÁS

“En los casos referentes a las Negociaciones Directas en cualquier momento del año, señalados en el Artículo 19 del citado Proyecto de Resolución y en particular en el Numeral 2, en lo planteado en el literal a, se pone de manifiesto que la Resolución 062 de 2013, modificada por la Resolución CREG 129 del mismo año, se trata de una norma de aplicación particular y específica para el Grupo de Generadores Térmicos (GT) que respalda sus Obligaciones de Energía en Firme (OEF) vigentes con la planta de regasificación de Cartagena, omitiendo al resto de los agentes térmicos que decidan abastecerse con gas natural importado. Por lo tanto, se sugiere eliminar la referencia a la Resolución CREG 062 de 2013 de la resolución definitiva. ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.21.

19.36 SPEC

“La propuesta del numeral 2 del artículo 19 establece que los comercializadores de gas importado podrán comercializar gas mediante negociaciones directas “cuando se destine 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”. No obstante, la Resolución CREG 062 de 2013 se trata de una norma de aplicación particular y específica para el Grupo de Generadores Térmicos (GT) que respalda sus Obligaciones de Energía en Firme (OEF) vigentes con la planta de regasificación de Cartagena, omitiendo al resto de los agentes térmicos que decidan abastecerse con gas natural importado. Por lo tanto, se sugiere eliminar, de la resolución definitiva, la referencia a la Resolución CREG 062 de 2013, es decir, que el texto quede de la siguiente manera: “cuando se destine a la atención de la demanda del sector térmico. ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.21.

19.37 SURTIGÁS

“Con respecto a lo planteado en el literal a) transcrito, se pone de manifiesto que la Resolución 062 de 2013, modificada por la Resolución CREG 129 del mismo año, se trata de una norma de aplicación particular y específica para el Grupo de Generadores Térmicos (GT) que respalda sus Obligaciones de Energía en Firme (OEF) vigentes con la planta de regasificación de Cartagena, omitiendo al resto de los agentes térmicos que decidan abastecerse con gas natural importado. Por lo tanto, se sugiere eliminar la referencia a la Resolución CREG 062 de 2013 de la resolución definitiva. ”

D – 902 116 DE 2025 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 al comentario 19.21.

19.38 TGI

"Literal a, numeral 2. El gas de operación del sistema nacional de transporte prima sobre el resto de la demanda nacional teniendo en cuenta que esta es necesaria para que las diferentes cantidades de suministro contratadas puedan fluir por el sistema.

a. Cuando se destina a la demanda para la operación del sistema nacional de transporte. "

Respuesta:

En la resolución definitiva se incluye un procedimiento para la atención prioritaria de las necesidades de la Demanda Esencial, en virtud de la política energética al respecto. En el numeral i) de la definición e la Demanda Esencial del artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, se incluye el siguiente sector: *"la demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT"* .

Artículo 20

20.1 ACP

"En el numeral 3.2.2 del documento soporte se manifiesta la intención de que las fuentes costa afuera tuvieran múltiples flexibilidades con el ánimo de facilitar su entrada oportuna en el mercado, entre ellas la negociación directa y la libertad contractuales, esto considerando que ""los mecanismos actuales no sean los más adecuados para su comercialización considerando las particularidades que tienen para alcanzar su comercialización""; adicional a esto se especifican alternativas como que ""La comercialización de gas se podrá realizar en cualquier momento del año y sin someterse a las modalidades de contrato de suministro establecidas en la regulación""; las cuales, en el numeral 4.9 refuerzan como propuestas al mencionar 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)"".

Sin embargo, en la redacción de la propuesta regulatoria, se identifican únicamente: Negociación directa, registro del contrato en cualquier momento del año y comercialización conjunta. En este sentido existiría una diferencia entre lo descrito como propuesta en el documento soporte y lo contenido en la propuesta regulatoria.

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

Esta diferencia (Condiciones del contrato sin necesidad de cumplir las condiciones o requisitos mínimos establecidos por la CREG y modalidad contractual libre) son esenciales para la viabilidad de los proyectos costa afuera, recursos clave para promover la autosuficiencia energética del país. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.2.

20.2 ACP

"El numeral i del literal a) del numeral 1 del artículo 19 indica que los campos en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado comercialidad, podrán comercializar gas directamente y registrar contratos en cualquier momento del año, sin embargo aunque estas fuentes no contarán con respaldo físico a menos que la ANH haya considerado estos volúmenes como Reservas Probadas (1P) y/o probables (2P), impidiendo la firma de contratos firmes si no se da esta condición.

El PRMS adoptado por la ANH mediante los Acuerdos No. 11 del 16 de septiembre de 2008 y No. 003 del 6 de agosto de 2018, dictan los lineamientos para la clasificación de recursos de gas como reservas, siendo una de las principales variables para que se estos recursos sean considerados reservas 1P y 2P su contratación firme. Sin embargo, estas fuentes no pueden contratar en firme porque no son considerados reservas, pero tampoco pueden ser consideradas reservas porque no tienen contratación en firme. Esto genera un círculo vicioso en el cual se impide la comercialidad de recursos.

Así pues, el numeral i del literal a) del numeral 1 del artículo 19 indica como única alternativa contractual para estas fuentes la modalidad interrumpible, una modalidad que resulta altamente inconveniente para la integridad de los pozos y/o de los campos, así como para la calidad de los registros que buscan obtenerse sobre el comportamiento de los flujos, la calidad del yacimiento y aún más importante para construir el plan de desarrollo del campo.

Las pruebas extensas por definición deben tener un flujo base constante para no ""matar"" el pozo, producirlo a tasas no deseadas o generar golpes de ariete que puedan generar daño a las formaciones y así afectar el yacimiento. En consecuencia, a la contratación interrumpible los flujos bajo los que se realizan las pruebas no contarían con la estabilidad necesaria, afectando directamente la productividad y prospectividad de la Fuente de Suministro.

Con lo anterior en mente consideramos adecuado que la CREG, en el marco de la motivación general de la regulación que busca incrementar la oferta mediante la viabilización de nuevas fuentes, permita la venta en firme de las fuentes en pruebas extensas o sin declaración de comercialidad incluyendo esquemas de compensación física bajo lo descrito en el parágrafo 1 del artículo 13, de forma que se atiendan los compromisos adquiridos con la demanda y se logre la comercialidad de estas fuentes.

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

Así mismo, permita también incluir esquemas de compensación física bajo lo descrito en el párrafo 1 del artículo 13, de forma que se atiendan los compromisos adquiridos con la demanda y se logre la comercialidad de estas fuentes. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.7.

20.3 CANACOL ENERGY

"En el numeral 4.9 del documento soporte se manifiesta la intención de que las fuentes costa afuera tengan múltiples flexibilidades que les permitiría su entrada oportuna en el mercado, entre ellas la libertad sobre los modelos contractuales utilizados, sin embargo dentro del artículo de la referencia no se evidencia la flexibilidad mencionada dejando a riesgo de interpretación la forma en que estas fuentes obtendrían esta flexibilidad.

Adicionalmente, como se mencionó anteriormente consideramos con una alternativa positiva para brindarle liquidez al mercado y seguridad en el suministro la definición de compensaciones físicas como alternativa a los incumplimientos antes de la declaración de comercialidad para todas las fuentes antes de la declaratoria de comercialidad y bajo cualquier modalidad no regulada que represente firmeza.

Sugerimos modificar el párrafo del artículo 20 de la propuesta de resolución así:

Parágrafo. De esta disposición se exceptúan los casos señalados en el numeral i del literal a) del numeral 1, en los literales b), e) 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 contrate provenga de un solo Punto de Entrega relacionado con su respectiva Fuente de Suministro y para el suministro de gas natural en firme o con garantía de firmeza de una cantidad del gas contratado demuestre en contractualmente una compensación física del gas comprometido. En estos casos exceptuados las partes, de común acuerdo, definirán las condiciones de los contratos que celebren. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.10.

20.4 Efigas SA ESP

"La excepción relacionada con la proveniencia del gas importado de "una sola Fuente de Suministro" no está suficientemente fundamentada ni aclarada en el documento. Se sugiere proporcionar una explicación más clara y justificada para esta excepción, especialmente en el contexto de contratos que no garantizan firmeza y pueden involucrar múltiples fuentes ocasionales de gas. Esto ayudará a garantizar la coherencia y la aplicabilidad de la normativa. "

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 repuesta al comentario 19.2.

20.5 Gases de Occidente S.A. E.S.P.

"No resulta claro ni en la disposición, ni el documento soporte, el por qué se ata la excepción a la proveniencia del gas importado de "una sola Fuente de Suministro", más aún si se trata de contratos que no garantizan firmeza y que muy bien podrían provenir de una o más fuentes ocasionales de gas. "

Respuesta:

Ver repuesta al comentario 19.2.

20.6 Gases de Occidente S.A. E.S.P.

"Se propone simplificar los numerales iv, v, viii y ix del literal a) de este artículo.

Sugerimos la simplificación de estos apartes en los siguientes sentidos, que darían claridad a lo aquí regulado:

- Los Vendedores no deben realizar una segunda declaración de la PTDFV ante el Gestor del Mercado, esta segunda declaración además de ser innecesaria parecería sustituir a la declaración que estos agentes efectuaron ante el MME. No obstante, en caso de que los Vendedores necesiten ajustar la oferta para un trimestre de negociación, esto lo podrán realizar si y solo si el ajuste es hacia una mayor oferta de gas.*
- El Gestor del Mercado ajustará la declaración efectuada (y/o actualizada) ante el MME, descontando de la misma los compromisos de suministro en firme que los Vendedores hayan adquirido a través de contratos suscritos y registrados ante el Gestor durante el período comprendido entre la última declaración y el inicio del Trimestre Estándar de negociación.*
- De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 2.2.2.2.21. del Decreto 1073 de 2015 con relación a la declaración de los productores y los productores-comercializadores de gas natural: "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 período de diez (10) años contados a partir de la fecha en el cual se elabora". El hecho de que la declaración de la PTDFV tenga resolución mensual indicaría que el aparte del literal/numeral iv que plantea como opcional la declaración de PTDFV para el segundo y tercer mes del mismo trimestre de negociación debería eliminarse, suprimiendo la opcionalidad. "*

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.2 y al comentario 21.26.

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

20.7 GASES DEL CARIBE

"Parágrafo. Favor aclarar cual es la razón detrás de la estipulación de la excepción que exige que el gas importado provenga únicamente de una fuente. Esto es especialmente relevante considerando que se trata de contratos que no garantizan firmeza. Por lo cual, se sugiere eliminar la restricción mencionada. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.2.

20.8 GESTOR DEL MERCADO

"Se sugiere establecer una modalidad contractual para las excepciones de 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, que se ajuste a la operación de dichas fuentes.

Se sugiere una modalidad ""pague lo producido"" como aquel contrato en el que el productor, asigna como la cantidad del contrato el valor de su producción real y se entrega esa cantidad al comercializador; se asigna como un contrato firme, de la producción real.

La nueva modalidad contractual se deberá incluir tanto en el artículo 3 de las definiciones, como en el Artículo 8 de modalidades de contratos de suministro permitidos. "

Respuesta:

La propuesta de la modalidad Pague lo Producido traslada al comprador la totalidad del riesgo de entregas de gas, cuando inicialmente el vendedor puede asumir este tipo de riesgo a un menor costo, sobre todo en un Mercado Mayorista "apretado", en el que la oferta de gas es reducida y en el que las señales regulatorias han propuesto más herramientas al vendedor para reducir el riesgo de la producción.

Ver respuesta al comentario 19.2 y al comentario 19.20 .

20.9 MC2 SAS ESP

"Contratos objeto de las negociaciones directas en cualquier momento del año. Parágrafo. Establece que ""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"".

En concordancia con el comentario hecho para el literal f, del numeral 1, del artículo 19, no se entiende la diferenciación de las logísticas especiales con los campos aislados. "

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 al comentario 19.29.

20.10 SHELL

"En el Documento Soporte CREG 702 003 se presenta en la sección 3.2.2 las propuestas para promover la inclusión de Fuentes de Suministro Costa Afuera al mercado Colombiano, al respecto la Comisión menciona que "(...) 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 (...)".

Posteriormente la Comisión menciona que para los Campos Costa Afuera "(...) 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 (...)". Shell cree que la propuesta establecida en el Documento Soporte da los incentivos correctos para promover la contratación de Fuentes Costa Afuera, en donde estamos de acuerdo que se debe 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) (...) en los contratos que se negocien de forma bilateral.

Tener flexibilidad para negociar bilateralmente los contratos en firme o que garantizan firmeza, bajo las condiciones operativas propias de un campo Costa Afuera, es fundamental para la maduración del campo y asegurar su declaratoria de comercialidad.

Ahora bien, al revisar los artículos de la resolución sobre las propuestas, pudimos constatar que parte de los elementos de flexibilidad propuestos no se incorporan en su totalidad. La resolución incorpora en su artículo 19 que una Fuente Suministro Costa Afuera puede negociar en cualquier momento del año de manera directa, sin embargo, en el texto propuesto del artículo 20 no se incorpora la propuesta desarrollada por la Comisión que permite que los contratos se negocien en libertad "(...) y sin someterse a las modalidades de contrato de suministro establecidas en la regulación (...)". Al respecto, quisiéramos traer a consideración de la Comisión el siguiente texto del Artículo 20 para incluir la propuesta contenida en el documento soporte de la Resolución 702 003.

Se propone que se exceptúen los campos costa afuera de la utilización de los contratos regulado mediante la incorporación del punto 1.e del artículo 19 en el párrafo del artículo 20. Además, permitir que la negociación de contratos en firme bajo la excepción sea permitida, siempre que se asegure el Respaldo Físico de un contrato en firme a la hora de su registro.

El texto que se propone para el párrafo es presentado en negrilla a continuación:

D – 902 116 DE 2025 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

*Parágrafo. De esta disposición se exceptúan los casos señalados en el numeral i del literal a) del numeral 1, en los literales b), e) y f) del numeral 1, y los literales a) y c) del numeral 2 del artículo 19 de esta Resolución. **En el caso que los contratos tengan por objeto el suministro de gas natural en firme, o con garantía de firmeza se deberá cumplir con los Requisitos Mínimos de los Contratos de Suministro y al momento del registro del Contrato contar con Respaldo Físico de fuente nacional o Respaldo Físico de Gas Importado. En los casos en que el contrato tenga por objeto modalidades que no tenga por objeto el suministro de gas natural en firme o con garantía de firmeza de una cantidad del gas contratado las partes, de común acuerdo, definirán las condiciones de los contratos que celebren.***

La propuesta que se presenta a la Comisión otorga la flexibilidad que el regulador menciona en el Documento Soporte, y garantiza que las obligaciones que se pacten en firme al momento de su ejecución cuenten con el Respaldo Físico, requerimiento del Decreto 2100 de 2011, así como el cumplimiento de unas condiciones mínimas para la operación del contrato. ”

Respuesta:

En la propuesta de la resolución no se incluyó desarrollo alguno de los contratos que se desean firmar en el momento en que un campo está en pruebas o, en todo caso, no han declarado comercialidad y cuya ejecución se iniciará después de la declaración de comercialidad del campo, condicionado a que ello ocurra posteriormente. Esta ejecución así pactada, por tanto, no cuenta con PTDV puesto que, por un lado, el campo no tiene Reservas de gas natural en el momento de que se suscribe el contrato, y por el otro, la aplicación excepcional de la declaración de PTDV de campos en pruebas o sin declaración de comercialidad, se da solo para la ejecución del suministro que se realiza durante dichas pruebas, no con posterioridad a su finalización.

Ahora, en la resolución definitiva se está incluyendo la modalidad contractual adicionada por el Ministerio de Minas y Energía, mediante el Decreto 1467 de 2024, en que se define como Contrato Firme sujeto a Condiciones y se establecen allí los mecanismos, lineamientos y procedimientos de comercialización de dichos Contratos.

Asimismo, en la resolución definitiva se incluyen las condiciones para que, una vez declarada la comercialidad del campo, y por tanto, se cuente con Reservas, la PTDVF que surge en virtud de la declaración de comercialidad, pueda ser declarada al Gestor del Mercado. A partir de ello se podrán registrar ante el Gestor del Mercado, los contratos de modalidades de tipo firme resultantes de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, que ya para ese momento contarán con Respaldo Físico. En la resolución definitiva se precisan las condiciones que se deberán cumplir para el momento en que se registrarán los contratos de tipo firme ante el Gestor del Mercado, que ya para ese momento cuentan con PTDV y PTDVF.

Ver respuesta al comentario 19.2.

20.11 SURTIGÁS

"Así mismo, se encuentra parcialmente inconveniente lo establecido en el Parágrafo del Artículo 20 de la Resolución, que establece excepciones a lo dispuesto en el acápite del Artículo: “Los

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

contratos celebrados tendrán la duración que acuerden las partes, pero deberán tener como fecha de terminación el último día calendario de un Trimestre Estándar". Dice el Parágrafo:

"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 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". (Subrayado Fuera de Texto).

No resulta claro ni en la disposición ni el documento soporte, el por qué se ata la excepción subrayada a la proveniencia del gas importado de "una sola Fuente de Suministro", más aún si se trata de contratos que no garantizan firmeza y que muy bien podrían provenir de una o más fuentes ocasionales de gas. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.2.

20.12 SURTIGÁS

"Literal a. Se infiere que la PTDFV de los Vendedores corresponde a la PTDFV declarada ante el MME en desarrollo de lo previsto en el artículo 2.2.2.22. "Actualización de la declaración de producción" del Decreto 1073 de 2015.

Siendo así y estando de acuerdo con lo propuesto por la CREG, sugerimos la simplificación de estos apartes en los siguientes sentidos, que darían claridad a lo aquí reglado:

☐ *Los Vendedores no deben realizar una segunda declaración de la PTDFV ante el Gestor del Mercado, esta segunda declaración además de ser innecesaria parecería sustituir a la declaración que estos agentes efectuaron ante el MME. No obstante, en caso de que los Vendedores necesiten ajustar la oferta para un trimestre de negociación, estos solo lo podrán realizar en caso de que el ajuste incorpore una mayor oferta de gas.*

☐ *El Gestor del Mercado ajustará la declaración efectuada (y/o actualizada) ante el MME, descontando de la misma los compromisos de suministro en firme que los Vendedores hayan adquirido a través de contratos suscritos y registrados ante el Gestor durante el período comprendido entre la última declaración y el inicio del Trimestre Estándar de negociación.*

☐ *De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 2.2.2.21. del Decreto 1073 de 2015 con relación a la declaración de los productores y los productores-comercializadores de gas natural: "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 período de diez (10) años contados a partir de la fecha en el cual se elabora". El hecho de que la declaración de la PTDFV tenga resolución mensual indicaría que el aparte del literal/numeral iv. que plantea como opcional la declaración de PTDFV para el segundo y tercer mes del mismo trimestre de negociación debería eliminarse, suprimiendo la opcionalidad. "*

D – 902 116 DE 2025 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 al comentario 20.6.

20.13 SURTIGÁS

"Los literales c) y d) del Artículo 20 del Proyecto de Resolución establece los requerimientos de información que los Compradores le deben reportar al Gestor del Mercado. Con relación a lo propuesto en estas disposiciones, consideramos relevante lo siguiente:

□ *En los procesos de comercialización que regula la CREG, el Gestor del Mercado debe tener en cuenta la disponibilidad de la capacidad del sistema de transporte, es decir, la capacidad de transporte de los gasoductos que esté contratada y que esté disponible entre los Puntos de Entrada y los Puntos de Salida. Esto implicaría que en lugar de que los Compradores reporten las cantidades de gas a adquirir escogiendo el punto de referencia, sea el Gestor del Mercado el que asigne el punto de referencia a la demanda reportada, teniendo como función objetivo minimizar el costo total de suministro y transporte que deben asumir los Compradores, por ende sus usuarios finales (muchos compradores ya cuentan con capacidad de transporte contratada) y minimizar la desoptimización que puede presentarse entre los contratos de suministro y los contratos de transporte.*

El Artículo 88.1. de la Ley 142 de 1994 dispone que:

"Las empresas deberán ceñirse a las fórmulas que defina periódicamente la respectiva comisión para fijar sus tarifas, salvo en los casos excepcionales que se enumeran adelante. De acuerdo con los estudios de costos, la comisión reguladora podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas; igualmente, podrá definir las metodologías para determinación de tarifas si conviene en aplicar el régimen de libertad regulada o vigilada".

Tal y como está regulado el proceso de comercialización vigente y propuesto. La CREG no está garantizando el objetivo inherente a la prestación del servicio público domiciliario de gas natural, trasladando a las tarifas de los usuarios regulados costos eficientes de suministro y transporte.

En particular para la Demanda Esencial, los Puntos de Referencia deben ser aquellos que minimicen el costo de transporte, teniendo en cuenta la capacidad de transporte ya contratada y la capacidad de transporte disponible por contratar en el primario o en el secundario. Si en el Punto de Referencia que minimiza el costo de transporte no es posible atender todos los requerimientos, se va asignado la demanda excedentaria a otro Punto de Referencia, siempre teniendo como función objetivo la minimización del costo de transporte hasta donde ello sea factible.

□ *En relación con lo expuesto anteriormente, si son los Compradores los que seleccionan el Punto de Referencia y no se busca minimizar los costos de transporte teniendo en cuenta al mismo tiempo las restricciones y la disponibilidad efectiva de red, el balance de gas que efectúe el Gestor en cada Punto de Referencia es artificial y pueden registrarse déficit o superávit en los*

D – 902 116 DE 2025 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

distintos Puntos de Referencia, sin que en realidad no se pueda abastecer la demanda como un todo.

O se realiza un balance de gas general para todo el sistema y los Compradores resuelven las limitaciones de transporte contratando capacidad de transporte en el Mercado primario o secundario, o negociando swaps, o se realizan balances por Puntos de Referencia asignándole administradamente a los Compradores su Punto de Referencia, teniendo en cuenta la disponibilidad de la capacidad de transporte.

□ *Si bien, el Estado garantiza o tiene como objetivo garantizar la cobertura de la Demanda Esencial, la atención de dicha Demanda debería ser multietápica, en el sentido de que no toda la Demanda Esencial está constituida por usuarios con igual disponibilidad a pagar. De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, hacen parte de la Demanda Esencial: las estaciones de compresión del SNT; los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución; el GNCV; y las refinerías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica.*

Consideramos que aunque toda esta demanda debe ser abastecida de manera prioritaria, no por ello toda esta demanda debe ser abastecida al mismo precio, ni los contratos de suministro deban abarcar los mismos períodos de contratación. "

Respuesta:

Ver la respuesta al comentario 3.14, al comentario 15.1, al comentario 15.10 y al comentario 19.2.

Artículo 21

21.1 ACP

"Entendiendo que la motivación subyacente a la realización de los balances comerciales, así, como de la segmentación del periodo comercial de la PTDV para la negociaciones administradas a través del MADE, es asegurar el acceso comercial a suministro para la demanda Esencial, en eventos donde escasee el suministro firme; y considerando que la experiencia comercial muestra que la contratación de largo plazo se realiza en la mayoría de los casos a tres años vista, consideramos que 20 trimestres estándar como periodo de negociación administrada limitaría las negociaciones a plazo de las cuales se derivan la mayoría de acuerdos comerciales en el mercado.

Bajo este entendimiento, acortar el periodo de negociación, mas no el periodo de reporte de información podría mantener las dos señales principales que se quieren dar al mercado: 1) las señales de escasez comercial en el mercado y 2) la priorización comercial de los sectores de demanda esencial que no ha conseguido suministro firme, esto, al tiempo que se mantienen las negociaciones de largo plazo como elemento clave del mercado. "

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

Respuesta:

Las ofertas de venta PTDVF/CIDVF y las solicitudes de compra se presentan de manera voluntaria, de modo que se pueden declarar en cero si el horizonte de tiempo de ejecución lo considera cada agente como demasiado alejado y riesgoso, o porque simplemente no cuenta con PTDV para todo ese lapso. El objetivo es que se negocien contratos del mayor plazo de ejecución posible, buscando que no se presenten ciclos de ejecución contractual de 3 o menos años sino que los vendedores y compradores vayan asegurando respectivamente, cada uno desde su posición, ingresos futuros para el desarrollo de los campos de producción y la atención de parte de la demanda actual que se proyecta a futuro a ser atendida y de nueva demanda adicional, como se propone en el numeral 4.11.1 del documento CREG 702 003 de 2023 que se publicó como soporte de la propuesta regulatoria.

De otra parte, no es claro cómo establecer 20 Trimestres Estándar de ejecución como máximo período a ser contratado con aplicación de la priorización a la Demanda Esencial, como se hizo en la propuesta regulatoria, limitaría las negociaciones de 3 años de ejecución del suministro, que es lo que se entiende del comentario recibido, siendo que 3 años de ejecución son 12 Trimestres Estándar de ejecución, es decir, un número menor al máximo inicialmente propuesto. Esas negociaciones se pueden realizar en el esquema inicialmente plantado, sin ninguna limitación al respecto. Lo anterior, sobre todo, será de mayor influencia en los casos de negociaciones de suministro a partir de gas importado y de gas provenientes de nuevas Fuentes de Suministro, como es el caso de los campos costa afuera.

Ver comentario 21.25 y comentario 22.26.

Ver respuesta al comentario 19.2.

21.2 ACP

"En relación con el planteamiento de mantener los balances comerciales relacionados con los conceptos comerciales y no con variables físicas es adecuado, por facilidad operativa y para la definición de los puntos de referencia que se consideren los puntos de entrada y no las Fuentes de Suministro como variable principal del reporte."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.2 y al comentario 3.14.

21.3 ACP

"Como se mencionó en comentario anterior es necesario hacer publicas y describir de forma detallada las condiciones que se utilizarán para la definición de los puntos de referencia. En la propuesta regulatoria se identifican algunos aspectos a considerar como los Puntos de Entrega identificados en los contratos y los correspondientes Puntos de Entrega, así como la disposición sobre los sistemas de transporte."

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

Consideramos necesario que se construya una metodología estandarizada y consultada con los agentes. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.14.

21.4 ACP

"Si bien el artículo de la referencia establece que la información reportada en el proceso se encuentra amparada por las condiciones establecidas por la R. CREG 80 de 2019 consideramos necesario que el reporte de esta información por parte de la demanda debe darse bajo condiciones definidas para cada comercializador y cada tipo de usuarios no regulado, de forma que la curva de demanda presentada se construya de forma estandarizada y transparente. Así se mitigarían comportamientos anticompetitivos o de poder de mercado por parte de la demanda. "

Respuesta:

Con base en que, como resultado del balance comercial que realice el Gestor del Mercado, se obtengan Trimestres Estándar de ejecución con balances deficitarios, en la resolución definitiva se incluye un anexo que detalla el procedimiento a ser desarrollado por los vendedores y por los compradores del Mercado primario mediante el mecanismo de la negociación directa, con el fin de asignar con prioridad, el suministro de las cantidades requeridas por los compradores para atender los usuarios que son parte de la Demanda Esencial, para su ejecución en períodos parciales o completos, en cada uno de esos Trimestres Estándar. Lo anterior aplica a cualquier Fuente de Suministro, ya sea de gas natural de producción nacional o de gas natural obtenido en el exterior, sin excepción alguna.

Por fuera de lo anterior, cada comprador es responsable de establecer sus propios criterios de la estrategia de la administración de las compras en el Mercado Mayorista, en donde la administración de los riesgos particulares de cada mercado la puede hacer de manera más eficiente cada comercializador y no de manera centralizada con base en la regulación del mercado. Adicionalmente, a la interacción del Mercado primario y del secundario hay que añadirle la interacción con el Mercado Minorista y la participación de comercializadores que no atienden demanda final de usuarios, sino que atienden comercializadores que sí atienden a la demanda final, que pueden aportar a mejorar la eficiencia del mercado, siempre que sus márgenes de comercialización correspondan con la reducción de riesgos que le brindan a sus compradores que, a falta de los mismos, tendrían que acudir directamente al Mercado primario.

21.5 ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.

"Balance comercial en puntos de referencia.

Publicación del balance comercial, así como permitir simultaneidad de compradores para compra en bloque de gas importado y lograr precios competitivos con cantidades garantizadas. "

D – 902 116 DE 2025 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 regulación CREG no tiene competencia para determinar la manera de obtener el gas natural en el exterior, independientemente del destino que se dé a dicho gas, ya sea para atender el consumo propio de quien importa o para atender el servicio público domiciliario. Para efectos del acceso a infraestructuras de importación la CREG si puede establecer reglas para ello. Si el gas importado es utilizado para atender demanda regulada, la CREG puede establecer reglas de traslado de costos del gas importado, donde sí pueda indirectamente colocar señales para la obtención del gas en el exterior a quienes atienden dicha demanda.

Es de tener en cuenta que en las definiciones del artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, adicionadas por el Decreto 1467 de 2024, quedó claro lo siguiente:

“Operación de la infraestructura de regasificación: Actividad complementaria del servicio público domiciliario de gas combustible, cuya construcción y operación podrá ser desarrollada por los agentes interesados.

Corresponderá a la CREG en el marco de sus funciones, especialmente en las señaladas en el artículo 290 de la Ley 1955 de 2019, definir la regulación aplicable a los agentes que operen la infraestructura de regasificación.

En todo caso, la CREG en la regulación que expida, deberá garantizar la prestación eficiente del servicio público domiciliarios de gas combustible, para lo cual podrá entre otras cosas, definir o segmentar nuevas actividades que surjan en el desarrollo de la operación de la infraestructura de regasificación, y establecer la participación de los agentes que desarrollen tales actividades.” (subrayado en negrilla fuera de texto)

Ahora bien, la regulación tiene ya establecido al Comercializador de gas importado en el Mercado primario, que inicialmente se puede ver como un agregador de demanda para que él mismo se encargue de la obtención del gas en el exterior y de la contratación de los servicios de las infraestructuras de importación, con el fin de internalizar al SNT el gas obtenido en el exterior.

Ver respuesta al comentario 3.41.

21.6 ANDESCO

"• *Balances comerciales*

Observamos que se plantea realizar varios balances comerciales trimestrales con horizonte de 5 años mediante la utilización de “puntos de referencia”. Al respecto, sugerimos realizar adicionalmente, un balance nacional, de manera que se pueda contar con más información y evitar que por señales en un mismo punto de referencia, se puedan generar señales de déficit artificiales.

Además, teniendo en cuenta que el “punto de referencia” corresponde a un lugar virtual determinado por el Gestor del Mercado, sugerimos que para esto se estructure en conjunto con

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

los diferentes agentes de la cadena de prestación del servicio, los criterios que el Gestor debería considerar para la identificación de dichos puntos. Lo anterior, en aras de proveer características que eviten afectar las señales de mercado.

Para la definición de los puntos de referencia vemos relevante tener en cuenta entre los criterios, la disponibilidad de la capacidad en el sistema de transporte y propender por minimizar los costos de suministro y transporte. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.14 y al comentario 15.

21.7 ASOENERGÍA

"La propuesta establece que los compradores a los que se hace referencia el Artículo 17 que desean adquirir cantidades de gas natural en cada punto de referencia, deberán especificar las cantidades que tengan como destino la atención de la Demanda Esencial. Teniendo en cuenta esto, y dado que la priorización de la asignación del gas natural en el Artículo 22 es la Demanda Esencial, consideramos necesario se realicen validaciones adicionales por parte del Gestor del Mercado respecto de las declaraciones de los comercializadores, de manera que se certifique que las cantidades reportadas efectivamente estarían comprometidas para dicha demanda, y por ende, no se está sobre contratando o en caso contrario, sub contratando el gas por parte de algunos agentes, limitando así, el acceso por parte de otros usuarios que requieren el gas para consumo propio o atención de demanda no regulada. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.4.

21.8 ASOENERGÍA

"En el inciso en mención, es claro que los usuarios no regulados que hagan parte de la Demanda Esencial y que contraten en el Mercado Minorista pueden solicitar cantidades de gas natural a través de un comercializador. Sin embargo, surge la inquietud respecto del proceder de aquellos usuarios no regulados que no hacen parte de la Demanda Esencial pero que requieren contratar la prestación del servicio en el Mercado Minorista.

En este caso, sugerimos dar claridad respecto de que el usuario no regulado, ya sea parte de la Demanda Esencial o no, pueda también contratar la prestación del servicio en el Mercado Minorista, a través de un comercializador, y, por ende, participar en los mecanismos establecidos para la comercialización del suministro en el Mercado primario. "

Respuesta:

En la resolución definitiva se deja claro que la información de cantidades de la demanda a contratar por parte de los compradores debe incluir las correspondientes a usuarios regulados y

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

a usuarios no regulados atendidos por el comprador en el Mercado Minorista. Y se requiere a su vez que de las cantidades, se especifiquen las que corresponden a usuarios que son parte de la Demanda Esencial.

21.9 CANACOL ENERGY

"Recomendamos, acortar el periodo de negociación, mas no el periodo de reporte de información con el fin de mantener las dos señales principales que se quieren dar al mercado: 1) las señales de escasez comercial en el mercado y 2) la priorización comercial de los sectores de demanda esencial que no ha conseguido suministro firme, esto, al tiempo que se mantienen las negociaciones de largo plazo como elemento clave del mercado.

Se propone acortar los periodos de negociación a doce (12) Trimestres Estándar, manteniendo el reporte de información para los veinte (20) Trimestres Estándar inicialmente considerados. "

Respuesta:

Ver el comentario 21.57 y la respuesta al comentario 21.1.

21.10 CANACOL ENERGY

"Conocer las metodologías de definición de los puntos de referencia y los balances comerciales permite a todos los participantes del mercado tener información suficiente y relevante antes de la entrada en vigencia de la resolución.

Se sugiere incluir un articulo o párrafo dentro de este articulo u otro anterior sobre la oportunidad de que el Gestor del Mercado o la CREG de definir los mecanismos y las variables que se utilizarían para la definición de los puntos de referencia de los balances comerciales y posteriormente en el MADE.

De la misma forma, incluir cual será el procedimiento de acuerdo que se utilizará para la definición de puntos de referencia utilizado por el Gestor del Mercado. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.14.

21.11 CANACOL ENERGY

"Consideramos necesario también incluir en la resolución, la necesidad de que previo a su cálculo, el gestor publique para comentarios la metodología que le permitirá definir la curva de demanda que se usara en los balances comerciales. "

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 regulatoria no se establece que el Gestor del Mercado elabore una curva de demanda a usar en los balances comerciales que debe desarrollar, sino que se especifican los cálculos que debe hacer con el fin de determinar si un Trimestre Estándar de ejecución presenta un balance comercial superavitario o deficitario.

Ver respuesta al comentario 21.4.

21.12 ECOPETROL

"Ajustar la disposición que exige que posterior a la declaración de comercialidad y a la certificación de reservas, los contratos firmados antes de la declaración de comercialidad deben ser ajustados de tal forma que los contratos resultantes tomen como base las modalidades contractuales establecidas en la regulación.

En particular, sugerimos que, una vez se realice la declaración de comercialidad y la certificación de reservas, los agentes puedan mantener la modalidad contractual suscrita inicialmente y registrar los contratos asociados ante el Gestor del Mercado de Gas Natural.

En nuestra consideración, esta propuesta estaría alineada con el objetivo de la CREG de permitir que los agentes del mercado participen en la definición de las modalidades contractuales utilizadas en el Mercado primario, que se materializó con la inclusión del párrafo 6 del artículo 8 del proyecto de resolución, que plantea que “[l]os Participantes del Mercado Mayorista de Gas Natural podrán solicitar a la CREG la inclusión de modalidades contractuales adicionales a las establecidas en la presente Resolución para el Mercado primario, y la CREG procederá a su análisis y, de encontrarlo necesario y pertinente, procederá a su aprobación (...).”

La obligación de modificar los contratos una vez se declare la comercialidad y se certifiquen las reservas implica riesgos para los productores y la demanda. Esto dificultaría la firma de contratos antes de la declaración de comercialidad, lo que eventualmente dificultaría la toma de decisiones de inversión y por consiguiente la incorporación de recursos para atender la demanda.

(subrayados con resaltados fuera de texto). "

Respuesta:

De acuerdo con el artículo 8 del Decreto 1467 de 2024, el mecanismo de comercialización y las modalidades contractuales que se suscriban en los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, serán libres, y podrán realizarse en cualquier momento del año. Así mismo, los contratos podrán iniciar y finalizar su ejecución en cualquier momento del año.

Lo anterior estará incluido en la resolución definitiva del Proyecto de Resolución 702 003 de 2023, para efectos del cumplimiento de condiciones al momento de registrar los contratos de modalidades de tipo firme resultantes de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones.

Ver respuesta al comentario 20.10.

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

21.13 ECOPETROL

"El numeral viii) del artículo 21 plantea que "[l]a condición anterior también se aplica a los contratos registrados en aplicación de lo estipulado en el Parágrafo del artículo 20 de la presente resolución, en los que se tiene por objeto el 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".

Sin embargo, no es clara la referencia citada, ni su relación con el parágrafo del artículo 20.

Sugerimos revisar esta referencia en particular y, en general, la redacción y organización del artículo 21. "

Respuesta:

El objetivo de lo establecido en el numeral viii del literal a. del artículo 21 propuesto, es evitar que haya registro de contratos de modalidades de tipo firme que no cuenten con PTDFV suficiente para ello, es decir, que no haya sido comprometida anteriormente en otro contrato de suministro, considerando que en la propuesta se permite la suscripción de estos contratos cuando la ANH considera que un campo en pruebas cuenta con reservas de gas.

Ver respuesta al comentario 19.3.

En la resolución definitiva se simplifica esta verificación para efectos de la declaración de PTDFV y/o CIDVF de una Fuente de Suministro.

Ver respuesta al comentario 19.2.

21.14 ECOPETROL

"Observamos que las reglas del literal C del artículo 21 no resultan del todo claras. Tampoco resulta del todo clara la relación que se describe en su numeral vi) con el parágrafo del artículo 20.

Sugerimos revisar esta referencia en particular y, en general, la redacción y organización del artículo 21. "

Respuesta:

En la resolución definitiva se simplifica y eliminan procedimientos que no se requieren ante los cambios que se proponen de manera definitiva.

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

21.15 ECOPETROL

"En el numeral i) del literal d se establece que el Gestor del Mercado, posterior a las declaraciones de PTDVF y CIDVF, publicará la información de oferta por mes y modalidad contractual en línea con lo establecido en el literal b.

No obstante: i) en el literal b no se realiza mención alguna a la modalidad contractual; y ii) realizar balances y/o subastas por modalidad contractual, como lo planteaba en su momento la Resolución CREG 226 de 2021, restaría flexibilidad, de manera significativa, al mecanismo.

Consideramos que es un acierto que la CREG haya eliminado la necesidad de realizar balances y/o subastas por modalidad contractual del MADE.

Sugerimos eliminar la referencia a la publicación de balances o realización de subastas por modalidad contractual. "

Respuesta:

En la resolución definitiva se establecen textos que buscan dejar claro que el Gestor del Mercado no tendrá en cuenta en la realización de los balances comerciales trimestrales una desagregación de la oferta de una Fuente de Suministro, ni a partir de las modalidades contractuales, ni a partir de las formas de suministro (gas, GNC, GNL), sino la suma de todos los valores de oferta declarados por fuente de Suministro relacionadas con Puntos de Entrega.

21.16 ECOPETROL

"En relación con los puntos de referencia que se tendrán en cuenta para la estimación de balances y, en caso de déficit, realización de subastas:

1. En el literal b se hace referencia a que el Gestor del Mercado, previa la aplicación del MADE, deberá publicar los puntos de referencia. Sin embargo, no se establecen criterios objetivos para que el Gestor del Mercado defina los puntos de referencia. Es importante hacer notar que la determinación de puntos de referencia tendría una incidencia significativa en las asignaciones de gas natural, en la medida en que sería determinante para definir si existe déficit o no y, por tanto, si se requiere o no la aplicación de una subasta.

2. No resulta claro cómo aplicará el mecanismo en caso de que se presenten campos con PTDVF en más de un punto de referencia o en caso de que algún punto de referencia sea común a dos sistemas de transporte de gas natural.

3. El numeral v) del literal c) del artículo 21 establece que los productores que declaren consumos propios al Ministerio de Minas y Energía no podrán presentar al Gestor del Mercado requerimientos de compra de gas natural en un punto de referencia en el que se encuentre la fuente para la que se declaró el consumo propio.

En la medida en que no existe claridad sobre los criterios para la determinación de los puntos de referencia, y que eventualmente podría ser inclusive un único punto de referencia a nivel

D – 902 116 DE 2025 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

nacional, consideramos que esta medida podría limitar la flexibilidad requerida para la atención de necesidades específicas, limitadas y asociadas a asuntos operacionales puntuales del sector de hidrocarburos, como es, por ejemplo, la continuidad operativa de las refinerías.

La Comisión, en el documento soporte de la resolución en comento plantea lo siguiente: “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”.

1. Sugerimos incluir en la resolución definitiva criterios objetivos para que el Gestor del Mercado defina los puntos de referencia.

2. Sugerimos aclarar cómo aplicará el mecanismo en caso de que se presenten campos con PTDVF en más de punto de referencia o en caso de que algún punto de referencia sea común a dos sistemas de transporte de gas natural.

3. Sugerimos eliminar el numeral v) del literal c) del artículo 21. "

Respuesta:

En el texto definitivo se hace claridad respecto de la presentación de solicitudes de compra para atender los consumos propios de los productores-comercializadores, que se entiende que se solicitan como usuarios no regulados.

Ver respuesta al comentario 3.14, al comentario 3.36 y al comentario 15.1.

21.17 ECOPETROL

"El párrafo 2 del artículo 21 establece que “[t]odos los comercializadores que atienden directamente usuarios que son parte de la Demanda Esencial están obligados a presentar la información correspondiente, establecida en los literales c. y e. del presente artículo”.

Sugerimos aclarar el alcance de esta obligación, precisando que la presentación de solicitudes de compra por parte de la demanda deberá considerar, en todo caso, los contratos suscritos previamente y que esto será validado por el Gestor del Mercado. Lo anterior con el fin de asegurar mayor precisión y fiabilidad en el cálculo de los balances por punto de referencia.

Sugerimos ajustar el párrafo 2 del artículo 21 en los siguientes términos “[t]odos los comercializadores que atienden directamente usuarios que son parte de la Demanda Esencial están obligados a presentar la información correspondiente, establecida en los literales c. y e. del presente artículo. Para el efecto, dichos comercializadores deberán considerar los contratos que ya tengan suscritos. Lo anterior será validado por el Gestor del Mercado previo a la publicación de los balances correspondientes.” "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.4.

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

21.18 Efigas SA ESP

"Con el fin de preservar la estabilidad de los balances comerciales en cada punto de referencia, sugerimos restringir la capacidad de solicitar cantidades para la demanda esencial únicamente a los comercializadores-distribuidores. Esto se justifica porque son los únicos agentes que mantienen una relación directa con este tipo de usuarios y, por lo tanto, pueden atender sus necesidades de manera eficiente. "

Respuesta:

En el comentario se sugiere que un distribuidor-comercializador, al ser el único agente que mantiene una relación directa con los usuarios de los sectores que son parte de la Demanda Esencial, puede atender de manera eficiente a los mismos. Sin embargo, no es claro qué se entiende por "relación directa" y por qué ello implica una eficiencia en la atención del usuario que se presume mayor que la que otro prestador del servicio puede ofrecerle a este mismo usuario, por ejemplo, un comercializador puro o directamente el mismo usuario o regulado.

En la resolución definitiva se establece el procedimiento de priorización para la atención de la Demanda Esencial en el Mercado primario, al que solo pueden acudir como compradores quienes atienden directamente a los usuarios finales de la Demanda Esencial o directamente los mismos usuarios no regulados que hacen parte de ella.

Ver respuesta al comentario 21.4.

21.19 Efigas SA ESP

"Dado que la declaración de la PTDVF se realiza de manera mensual, sugerimos eliminar la opcionalidad de declarar la PTDVF y la CIDVF para el segundo y tercer mes del mismo trimestre de negociación (como se menciona en el numeral iv del literal a). Esto ayudaría a estandarizar el proceso y evitaría ambigüedades en la declaración. "

Respuesta:

La razón de la propuesta de declarar PTDVF para el segundo y tercer mes de un mismo trimestre de negociación es permitir colocar cantidades de oferta para su ejecución en el mismo trimestre de negociación, que puedan ser superiores a las declaradas para esos mismos meses en el trimestre de negociación anterior.

Sin embargo, en la resolución definitiva se da una mayor flexibilidad para las negociaciones de ejecución de suministro de corta duración y cuyo inicio de ejecución es en el muy corto plazo, pero no se permite la contratación del suministro cuya ejecución se realiza en el mismo trimestre de negociación en que se negocia dicha contratación. En esos casos el cronograma definitivo que se establece permite que dichas negociaciones se realicen en los últimos días del Trimestre de negociación, previo al Trimestre en que se iniciaría la ejecución del contrato de corta duración.

Ver respuesta al comentario 19.2.

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

21.20 Efigas SA ESP

"De acuerdo con lo definido en este artículo en el numeral ""i"" literales ""c"" y ""d"" en los cuales se establecen los requisitos de información que los compradores deben reportar al Gestor del Mercado consideramos que:

-En los procesos de comercialización que regula la CREG, el Gestor del Mercado debería tener en cuenta las restricciones de transporte, es decir, la capacidad de transporte de los gasoductos que esté contratada y que esté disponible entre los Nodos de Entrada y los Nodos de Salida. Esto implicaría que en lugar de que los Compradores reporten las cantidades de gas a adquirir escogiendo el punto de referencia, sea el Gestor del Mercado el que asigne el punto de referencia a la demanda reportada, teniendo como función objetivo minimizar el costo del transporte que deben asumir los Compradores y por ende sus usuarios finales (muchos compradores ya cuentan con capacidad de transporte contratada) y minimizar la des optimización que puede presentarse entre los contratos de suministro y los contratos de transporte.

Es importante que la Comisión continúe garantizando los Criterios del régimen tarifario establecido en la ley 142 de 1994, de forma tal que se trasladan a las tarifas de los usuarios regulados los costos eficientes de suministro y transporte. "

Respuesta:

La metodología que establece la CREG para la determinación de los costos máximos eficientes a trasladar a los usuarios finales es independiente de la manera en que, libremente, los prestadores del servicio a los usuarios finales negocian los costos de las actividades de la cadena de prestación del servicio con quienes las prestan.

Por otra parte, la negociación de un precio de suministro puede depender de varios factores dinámicos, en los que la apariencia inicial de “menores costos” del conjunto suministro - transporte puede llevar a decisiones ineficientes de los prestadores del servicio a los usuarios finales. Así, por ejemplo, la negociación del precio de suministro podría partir del precio de la pareja de cargos de transporte de la ruta con menor precio que el prestador debe asumir para atender a sus usuarios, y con ello buscar el suministro más cercano, en el que un vendedor puede contar con la “ventaja” con respecto a otros vendedores, de que la Fuente de Suministro que ofrece está más cerca del punto de entrada del tramo de transporte de menor costo en pareja de cargos. A partir de ello, dicho vendedor podría buscar negociar un precio más alto respecto del precio que buscarían negociar los vendedores de otras Fuentes de Suministro que requieren el uso de un tramo de transporte de pareja de cargos más costosa. Y así, podría ocurrir que el precio del conjunto suministro-transporte sea más alto, a pesar de partir de una función de minimización del costo de transporte.

Ver respuesta al comentario 3.14 y al comentario 15.1.

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

21.21 Efigas SA ESP

“Cuando los compradores son responsables de seleccionar el Punto de Referencia y no se busca minimizar los costos de transporte teniendo en cuenta las restricciones y la capacidad real de la red, puede ocurrir que el Gestor registre déficits o excedentes de gas en diferentes Puntos de Referencia. Esto podría resultar en la incapacidad de satisfacer la demanda en su totalidad.”

Respuesta:

En la propuesta publicada se parte de que un Punto de Referencia se determina con, como mínimo, el criterio de que se deberá 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 SNT, y que un Punto de Referencia puede conformarse con uno o varios de los Puntos de Entrega. Es decir, si se determinasen dos puntos de referencia a nivel nacional solamente con base en estos criterios mínimos, lo que ocurriría es que si en uno de ellos hay excedentes de oferta de gas y en otro hay déficits de oferta de gas, en el segundo habría lugar a una subasta centralizada que llevaría a un límite de costo de oportunidad en el que la señal de precio de cierre llevaría a la viabilidad del uso de un gasoducto virtual o de una expansión del SNT, para conectar con la suficiente capacidad los dos puntos de referencia.

Sin embargo, como ya se explicó, en la resolución definitiva no se incluirá la determinación ni el uso de puntos de referencia para la realización de los balances comerciales periódicos, ni el uso de una subasta centralizada como la propuesta en el Anexo 7 de la propuesta publicada.

Ver respuesta al comentario 3.14 y al comentario 15.1.

21.22 ENEL Colombia S.A. ESP

"Artículo 21 –PROCEDIMIENTO DE DECLARACION DE OFERTA, DEMANDA Y BALANCES Literal C, núm. I y IV:

En el artículo mencionado se establecen puntos como los siguientes:

“...i) Las cantidades totales de gas natural que desean adquirir en cada punto de referencia, sin que se declaren cantidades en diferentes puntos de referencia para una misma demanda...”

iv) 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.”

Vemos que en el marco de esta nueva visión de la negociación del Mercado Primario, con el propósito tal vez de evitar duplicidades de la demanda a la hora de establecer los Balances por parte del Gestor de Mercado, se podría estar haciendo una prohibición implícita a la actividad de Comercialización de gas natural. Se comenta esto puesto que, dentro de esta actividad, partir de la búsqueda de suministro con un gas que puede o no estar determinado a una demanda en un principio, es intrínseco en la actividad de Comercialización en Colombia y en muchos mercados

D – 902 116 DE 2025 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

del mundo, y es natural asumir esta posición de riesgo que a la final será minimizada por la propia Gestión de Comercialización.

Es por eso, por lo que hacemos un llamado a reconsiderar estos mecanismos que prevén la administración de un racionamiento dentro de las negociaciones en la normalidad del mercado, puesto que pueden justamente ir en contra de aquellos agentes que pretenden dinamizar el mercado de gas."

Respuesta:

Las posiciones de riesgo de los Participantes del mercado en las ventas del gas natural deben ser conocidas por los agentes compradores para que, en las negociaciones entre las partes se internalicen esas posiciones de riesgo en la negociación del precio del contrato. Ahora bien, se espera de un comercializador de intermediación, que no atiende usuarios finales, que agregue valor en la cadena de la prestación del servicio, es decir, que asuma riesgos que le cuesta menos asumírselos que a otros comercializadores que sí atienden usuarios finales y que por ello, cobre un margen de intermediación razonable, en el entendido que el costo de dicho margen es menor al costo evitado del riesgo que, de otro modo, asumiría el comercializador que atiende a los usuarios finales a falta el comercializador intermediario.

Un ejemplo sencillo es la agregación de cantidades del comercializador intermediario, a partir de lo cual, en negociaciones bilaterales, le puede dar un mayor poder de negociar precios menores con el vendedor, del que obtendrían de manera desagregada con este mismo vendedor cada uno de los comercializadores que requieren pequeñas cantidades. Este criterio fue el tenido en cuenta por la CREG, entre otros, para la expedición dl artículo 4 de la Resolución 112 de 2007.

En ese sentido, el comercializador intermediario debería partir de una demanda potencial cierta, es decir, de la atención de necesidades de suministro de unos comercializadores que atienden usuarios finales de sectores de la demanda conocidos previamente. Si de lo que se trata es de comprar cantidades en el Mercado primario o secundario que no tiene un destino previamente definido, sobre todo en un mercado apretado en oferta, lo que puede ocurrir es un ciclo ineficiente de formación de precios en el que, un comercializador intermediario desea adquirir cantidades en el mercado, sin destino inicial alguno negociado previamente, al mismo tiempo que otros comercializadores que sí atienden usuarios finales. Puede llevar ello a una elevación del precio del suministro que limita las cantidades que adquieren los comercializadores que atienden usuarios finales, al asignarse cantidades para comercializadores intermediarios sin destino final en se momento. Y a partir de ello, se genera la necesidad de que los comercializadores que atienden usuarios finales deban comprar cantidades faltantes ocasionales a los comercializadores intermediarios, pero a precios mayores a los que se habrían causado inicialmente si dicha interacción no hubiese ocurrido inicialmente.

21.23 ENEL Colombia S.A. ESP

*"Artículo 21 –PROCEDIMIENTO DE DECLARACION DE OFERTA, DEMANDA Y BALANCES
Literal C, núm. VIII:*

En el desarrollo del artículo 21, se afirma en el Literal C Numeral VIII lo siguiente:

D – 902 116 DE 2025 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

“viii. Los compradores que pretendan atender usuarios que hacen parte de la Demanda Esencial deberán presentar la información requerida en forma directa y no podrán hacerlo a través de otro comprador”

Quisiéramos entender cuál es el trasfondo de esta limitante, puesto que es claro que dentro de lo que se considera como las negociaciones del Mercado Secundario, existen negociaciones que se concretan de esa forma: Un comercializador A adquiere el contrato para que eventualmente un comercializador B le compre sus derechos para atender a un segmento de la Demanda Esencial, en principio por la misma naturaleza de la actividad de Comercialización, donde la actividad parte del desconocimiento inicial de con quien se concretara la negociación.

- *¿Considera la Comisión que esto afectaría la actividad de Comercialización? "*

Respuesta:

En la resolución definitiva se establece, en el proceso de priorización de la Demanda Esencial que, en las asignaciones en procesos de concurrencia para la atención de la demanda regulada que hace parte de la Demanda Esencial, el precio de asignación será el mismo Precio de Reserva o el Precio Único. Así las cosas, el beneficio de agregación de cantidades que un comercializador intermediario pueda ofrecer a comercializadores que atienden pequeñas cantidades de usuarios finales regulados que con parte de la Demanda Esencial, se reduce completamente, al menos con ese criterio.

Ver respuesta al comentario 21.22.

21.24 Energy Transitions

“Se plantea que la declaración de la PTDF y CIDVF debe ser como mínimo 20 Trimestres Estándar; sin embargo, se desconoce que una Fuente de Suministro puede tener un potencial de producción menor a 20 trimestres (5 años). Esta solicitud de información debe estar ajustada al Potencial de Producción que el productor reportó al Ministerio de Minas si es menor a 20 trimestres.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.1.

21.25 Gases de Occidente S.A. E.S.P.

"- Artículo 20': Los literales c) y d) del Proyecto de Resolución establece los requerimientos de información que los Compradores le deben reportar al Gestor del Mercado. Con relación a lo propuesto en estas disposiciones, consideramos relevante lo siguiente:

- En los procesos de comercialización que regula la CREG, el Gestor del Mercado debería tener en cuenta las restricciones de transporte, es decir, la capacidad de transporte de los gasoductos

D – 902 116 DE 2025 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 esté contratada y que esté disponible entre los Nodos de Entrada y los Nodos de Salida. Esto implicaría que, en lugar que los Compradores reporten las cantidades de gas a adquirir escogiendo el punto de referencia, sea el Gestor del Mercado el que asigne el punto de referencia a la demanda reportada, teniendo como objetivo minimizar el costo total de suministro y transporte que deben asumir los Compradores y por ende sus usuarios finales (muchos compradores ya cuentan con capacidad de transporte contratada) y minimizar la ineficiencias que pueden presentarse entre los contratos de suministro y los contratos de transporte.

- En particular para la Demanda Esencial, los Puntos de Referencia deben ser aquellos que minimicen el costo de transporte, teniendo en cuenta la capacidad de transporte ya contratada y la capacidad de transporte disponible por contratar en el primario o en el secundario. Si en el Punto de Referencia que minimiza el costo de transporte no es posible atender todos los requerimientos, se va asignado la demanda excedentaria a otro Punto de Referencia, siempre teniendo como objetivo la minimización del costo de suministro y transporte hasta donde ello sea factible.

- Tal y como está regulado el proceso de comercialización vigente y propuesto, la CREG no está garantizando el objetivo inherente a la prestación del servicio público domiciliario de gas natural, de trasladar a las tarifas de los usuarios regulados costos eficientes de suministro y transporte.

- En relación con lo expuesto anteriormente, si son los Compradores los que seleccionan el Punto de Referencia y no se busca minimizar los costos de transporte teniendo en cuenta al mismo tiempo las restricciones y la disponibilidad efectiva de red, el balance de gas que efectúe el Gestor en cada Punto de Referencia es artificial y pueden registrarse déficit o superávit en los distintos Puntos de Referencia, sin que en realidad pueda abastecerse la demanda como un todo. La forma en que se determinan los cargos de transporte y su señal de distancia, aunado a la propuesta de efectuar balances por Puntos de Referencia, hacen que en el segmento de transporte arbitre la competencia entre productores, productores-comercializadores e importadores. No se puede, en las condiciones descritas, ignorar el segmento de transporte en el proceso de comercialización propuesto. O se realiza un balance de gas general para todo el sistema y los Compradores resuelven las limitaciones de transporte contratando capacidad de transporte en el Mercado primario o secundario, o negociando swaps, o se realizan balances por Puntos de Referencia asignándole administradamente a los Compradores su Punto de Referencia, teniendo en cuenta las limitaciones de transporte.

-Si bien, el Estado garantiza o tiene como objetivo garantizar la cobertura de la Demanda Esencial, la atención de dicha Demanda debería ser en varias etapas o niveles, en el sentido que no toda la Demanda Esencial está constituida por usuarios con igual disponibilidad a pagar. De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, hacen parte de la Demanda Esencial: las estaciones de compresión del SNT; los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución; el GNCV; y las refinerías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica. Consideramos que, aunque toda esta demanda debe ser abastecida de manera prioritaria, no por ello toda esta demanda debe ser abastecida al mismo precio, ni los contratos de suministro deban abarcar los mismos períodos de contratación.

Se sugiere que:

D – 902 116 DE 2025 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) La Demanda Esencial correspondiente a las estaciones de compresión del SNT y la demanda de los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, suscriban contratos que cubran dicha demanda durante períodos quinquenales (20 Trimestres Estándar). Esto eliminaría la incertidumbre en el abastecimiento de esta demanda y evitaría someter a estos usuarios a la volatilidad de precios que se registra en períodos de coyuntura como el actual;

2) La Demanda Esencial correspondiente al GNCV, suscriba contratos para cubrir dicha demanda durante períodos mínimos de un año (4 Trimestres Estándar). Esta demanda es más inestable que la comprendida en el numeral anterior y hace parte del segmento de usuarios no regulados; y

3) La Demanda Esencial correspondiente al Refinerías, con la excepción prevista, suscriba contratos por el período de tiempo que les resulte conveniente, o por Trimestre Estándar si la CREG lo considera pertinente. Este procedimiento para contratar el suministro de la Demanda Esencial por niveles, de acuerdo a su composición, no sería incompatible con lo dispuesto en los literales/numerales ii., iii. y iv. del literal f) del Artículo 21 del Proyecto de Resolución. "

Respuesta:

En la propuesta publicada no se establece que los períodos de contratación/ejecución se limiten a un solo Trimestre Estándar, ni la intención es que ello sea así en absoluto. Así, en el literal b) del artículo 23 de la resolución propuesta, se establece que:

*"b) Con excepción de los contratos de duración semanal y mensual contemplados respectivamente en el numeral 3. del artículo 19 y el literal e. del numeral 1. del artículo 22, ambos de la presente Resolución, **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."* (subrayado en negrilla fuera de texto)

Es claro en se texto que los contratos que se suscriban podrán tener una duración superior a un Trimestre Estándar, que se entiende que es de ejecución.

Ver respuesta al comentario 20.13, al comentario 21.1 y al comentario 21.20.

21.26 GASES DEL CARIBE

"Considerando las disposiciones presentes en el artículo 2.2.2.2.2. del Decreto 1073 de 2015, relativas a la ""Actualización de la declaración de producción"", proponemos simplificar los procedimientos mencionados de la siguiente manera:

Se recomienda que los vendedores solo realicen declaraciones de la PTDVF ante el Ministerio de Minas. Este enfoque evitaría declaraciones redundantes ante el Gestor del Mercado, que podrían dar la impresión de reemplazar las realizadas por los agentes ante el MME. Las

D – 902 116 DE 2025 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

declaraciones y sus respectivas actualizaciones serían ajustadas por el Gestor, descontando los compromisos de Suministro en firme adquiridos por los Vendedores en el período entre la última declaración y el inicio del Trimestre Estándar de negociación.

Por otro lado, considerando que la PTDVF declarada ante el MME debe desagregarse mensualmente, sugerimos eliminar la opcionalidad, descritas en el numeral iv del texto mencionado, y establecer como obligatorio el presentar esta declaración en una resolución mensual. "

Respuesta:

Las declaraciones de producción que realizan los productores y los productores-comercializadores, así como las declaraciones de cantidades importadas de gas natural disponibles para la venta que realizan los comercializadores de gas importado, son de competencia del Ministerio de Minas y Energía. El valor que se declara de PTDV y de CIDV es usado como referencia por la CREG para validar un valor máximo de declaración de PTDVF de una fuente de Suministro, y tiene como finalidad servir de elemento de negociación de los contratos de suministro de modalidades de tipo firme. Por otra parte, las cantidades de PTDV sirven de referencia por la CREG para determinar a los vendedores del Mercado primario las cantidades máximas a contratar en el Mercado primario mediante la modalidad de contratos con interrupciones.

21.27 GASES DEL CARIBE

"Con el fin de evitar la duplicidad de las cantidades que los compradores que están dispuestos a adquirir en el MADE, proponemos que solo los Comercializadores-distribuidores sean los únicos habilitados en solicitar cantidades para atender la Demanda Esencial Regulada. Esta medida se fundamenta en el hecho de que los Comercializadores-Distribuidores son los únicos encargados de atender a los de usuarios residenciales y comerciales, abarcando así la totalidad de la Demanda Regulada Esencial. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.18.

21.28 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 al comentario 3.14.

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

21.29 GASES DEL CARIBE

“Si bien reconocemos la prioridad de garantizar el suministro total de la demanda esencial, no necesariamente cada porción de esta demanda debe ser cubierta al mismo precio ni bajo los mismos términos contractuales. Esta consideración surge de la variabilidad en la disposición a pagar de cada segmento que compone dicha demanda esencial. En vista de esto, proponemos que los balances y los mecanismos de mercado del proyecto de resolución en comento, adopten un enfoque de múltiples etapas. ”

Respuesta:

En la resolución definitiva se establece el procedimiento de priorización de la Demanda Esencial, que se basa en el desarrollo de negociaciones directas, es decir, libres, en el que se tiene en cuenta los diferentes tipos de usuarios que la conforman, y por tanto, su variación en disposición a pagar, es decir, el costo de oportunidad de estos usuarios. En la respuesta a la consulta 4 publicada en la Circular CREG 070 de 2024, se desarrolla un ejemplo al respecto el cual, por su naturaleza, no puede ser entendido como obligatorio por los vendedores, pues es claro que los vendedores, tienen libertad de avanzar con las negociaciones directas a través de sus procedimientos de asignación de precio – cantidad que utilicen como mecanismos de comercialización.

21.30 GESTOR DEL MERCADO

"El literal c y e disponen: (...) Los compradores señalados en el artículo 17 de la presente Resolución que deseen adquirir gas para asumir y cumplir compromisos contractuales Firmes o que garantizan firmeza en el Mercado Primario (...)

Si bien es claro que la frase asumir y cumplir se toma de la definición de Respaldo Físico del decreto 1073 de 2015; se sugiere modificar la redacción (eliminando la palabra cumplir) toda vez que da entendimiento o lugar a que un vendedor en el Mercado secundario suscriba contratos que garantizan firmeza en este mercado (sin tener aún Respaldo Físico), y posteriormente vaya al Mercado primario a contratar cantidades para CUMPLIR ese compromiso adquirido previamente y poder obtener el respaldo que necesita. Cuando el deber ser, en línea con el parágrafo 1 del artículo 31, es que primero vaya al Mercado Primario y contrate el gas para ASUMIR compromisos en el secundario.

Art 31 Parágrafo 1. 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. "

Respuesta:

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

En la resolución definitiva se modifica el texto en mención, corrigiendo el alcance de las compras que se realizan en el Mercado primario.

Por otra parte, en la resolución definitiva se establece explícitamente que la cantidad total de derechos de suministro de cada comercializador que se ofrezca en venta mediante contratos de modalidades de tipo firme o que garantizan firmeza en el Mercado secundario, 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. Lo anterior se deberá cumplir en el momento del registro del contrato ante el Gestor del Mercado, con base en las cantidades no comprometidas en contratos de venta previamente registrados, para las fechas de ejecución del contrato que se pretende registrar, de la suma anteriormente mencionada.

Ver respuesta al comentario 21.22.

21.31 GESTOR DEL MERCADO

“El Literal a), iv. de este artículo, hace referencia a compromisos contractuales Firmes o que garantizan firmeza; sin embargo, la modalidad Firme no está establecida para contratos de suministro en el Mercado primario, por lo que se sugiere ajustar esta disposición. ”

Respuesta:

En la resolución definitiva se usa la expresión “modalidades de tipo firme” para resumir todas aquellas modalidades en las que se pacte que un agente garantiza el 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 con Respaldo Físico.

21.32 GESTOR DEL MERCADO

“Se sugiere definir una metodología para la determinación de los denominados “Punto de Referencia”, y la diferencia de los mismos con los “puntos de Entrega” que se establecen en los contratos. ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.21.

21.33 GESTOR DEL MERCADO

“Se sugiere ajustar la redacción del inciso iii del numeral a, para que quede claro que el reporte incluye una desagregación del medio de transporte del gas (modalidad de entrega) entre la Fuente de Suministro y la demanda. ”

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

Respuesta:

En la propuesta se establece las cantidades ofrecidas de acuerdo con la forma de entrega del gas natural, que sería suscrita en el contrato de suministro. El modo de transporte le corresponde contratarlo al comprador del gas, no al vendedor, por lo que no es parte de la declaración que se le requiere.

21.34 GESTOR DEL MERCADO

“Se sugiere que se establezca una metodología para realizar la verificación establecida en el inciso v del numeral a. de este artículo. Es importante que se detalle el criterio para verificar cuando la PTDV “no corresponde realmente a un valor actualizado”. ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.2.

21.35 GESTOR DEL MERCADO

“Se sugiere ajustar la redacción de la viñeta 4 del numeral b, para que quede explícito que el reporte incluye una desagregación del medio de transporte del gas entre la Fuente de Suministro y la demanda. ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.33.

21.36 GESTOR DEL MERCADO

“Se sugiere incluir en el numeral C que los compradores deben declarar el sector de consumo, y tipo de usuario. ”

Respuesta:

En la resolución definitiva se detalla que el comprador debe especificar para cada Punto de Entrega, las cantidades de gas que tengan como destino la atención de la Demanda Esencial, conforme a lo dispuesto en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, discriminadas para cada numeral del tipo de usuario definido. Para las demás cantidades no se hace dicho requerimiento, de modo que el comprador tenga mayor flexibilidad de negociar.

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

21.37 GESTOR DEL MERCADO

“Se sugiere ajustar la redacción del inciso iii del numeral c, para que quede explicito que el reporte incluye una desagregación del medio de transporte del gas entre la Fuente de Suministro y la demanda.”

Respuesta:

Se considera más adecuado que el comprador no especifique la información sugerida en el comentario, que lo pueda limitar posteriormente para contar con mejores herramientas de negociación.

21.38 GESTOR DEL MERCADO

“Para un mejor entendimiento del proceso se sugiere no considerar este el segundo párrafo del artículo 21, y establecer las características de los reportes en los numerales del artículo.”

Respuesta:

En la resolución definitiva se retira del texto la diferenciación de los números de trimestres para los que se proponía que no se realizarán balances comerciales, y el mecanismo de comercialización que será el de negociación directa.

21.39 GESTOR DEL MERCADO

“Para el inciso iv del numeral a, se sugiere establecer un reporte obligatorio de las cantidades de PTDFV y/o CIDVF, con cantidades iguales o superiores a cero (0), lo anterior por calidad del reporte.”

Respuesta:

En la resolución definitiva se establece que, en la declaración al Gestor del Mercado, se pueden presentar Trimestres Estándar de ejecución con cantidades de PTDFV, CIDVF iguales o superiores a cero (0) MBTUD. En caso de que no se presente declaración de PTDFV, CIDVF para un Trimestre Estándar de ejecución dado, el Gestor del Mercado asignará un valor correspondiente de PTDFV, CIDVF igual a cero para dicho Trimestre.

21.40 GESTOR DEL MERCADO

“Para el inciso V de numeral a, se sugiere establecer como el Gestor distribuiría las cantidades de PTDFV según forma del suministro (gas natural, gas natural licuado-GNL, gas natural comprimido-GNC), en virtud de lo establecido en el primer y ultimo párrafo:

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

""De no cumplirse con este requisito, el Gestor del Mercado deberá asignar como PTDFV, la cantidad de PTDFV vigente para la fuente de Suministro, que se encuentre publicada por el MME al momento de la declaración del vendedor al Gestor del Mercado""

""De no cumplirse con este requisito, el Gestor del Mercado deberá asignar como PTDFV, la cantidad de PTDFV para la Fuente de Suministro vigente, que se encuentre publicada por el MME al momento de la declaración del vendedor al Gestor del Mercado"".

¿ Se asignaría toda la PTDFV al gas natural entregados por redes del SNT? "

Respuesta:

En la resolución definitiva se ajusta el texto propuesto para lograr mayor efectividad en la verificación de las cantidades de oferta declaradas por los vendedores del Mercado primario.

21.41 GESTOR DEL MERCADO

"Para el inciso x del numeral a, se sugiere establecer la obligación y un plazo para el registro de los contratos. "

Respuesta:

En el texto definitivo se reacomoda la ubicación del texto de la excepción que se propuso inicialmente.

Ver respuesta al comentario 19.2.

21.42 GESTOR DEL MERCADO

"Para el numeral b, con el propósito de tener tiempo de verificación de la información reportada que posteriormente se publicará, se sugiere ampliar el plazo para la publicación de los reportes de PTDFV/CIDVF un día. "

Respuesta:

En el texto definitivo se establece que el Gestor del Mercado tendrá la obligación de validar las cantidades de PTDFV, PTDFV en Pruebas y CIDVF declaradas por los vendedores, para lo cual deberá seguir un procedimiento que se detalla, que deberá ser lo más automatizado posible para que, al momento inicial de declarar el vendedor la información correspondiente, se hagan las correcciones por parte del vendedor inmediatamente.

21.43 GESTOR DEL MERCADO

"Para el inciso vii del numeral c, se sugiere establecer la obligación y un plazo para el registro de los contratos. "

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

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.2.

21.44 GESTOR DEL MERCADO

“Para el inciso i del numeral f, sugerimos que la PTDVF sea el menor valor de la sumatoria mensual.”

Respuesta:

El texto inicialmente propuesto refleja el cálculo que se considera más adecuado para efectos de determinar los balances comerciales, por lo que se mantendrá en la resolución definitiva. En la resolución definitiva se mejora la redacción para que refleje el modo del cálculo de los valores mensuales que debe tomar el Gestor del Mercado. Así, el texto definitivo será:

“El valor total de la PTDVF y CIDVF, en MBTUD, corresponderá a la sumatoria del menor valor mensual de las cantidades declaradas por cada uno de los vendedores para cada Punto de Entrega, en cada Trimestre Estándar, obtenidas con la suma de las cantidades declaradas para las Fuentes de Suministro para cada Punto de Entrega por cada vendedor.”

Lo anterior, expresado en una ecuación matemática, corresponde a:

$$PTDVF_{TEn} = \left[\min \left(\sum_{FS=1}^{nFS} \sum_{fs=1}^{nfs} PTDVF_{fs,FS,PEn,m1,Vm} \right) + \min \left(\sum_{FS=1}^{nFS} \sum_{fs=1}^{nfs} PTDVF_{fs,FS,PEn,m2,Vm} \right) + \min \left(\sum_{FS=1}^{nFS} \sum_{fs=1}^{nfs} PTDVF_{fs,FS,PEn,m3,Vm} \right) \right]$$

Donde:

$PTDVF_{fs,FS,PE1,m1,V1}$:	PTDVF declarada para la forma de suministro fs , para la Fuente de Suministro FS , para cada uno de los n Puntos de Entrega, para el mes $m1$ del Trimestre Estándar, por cada uno de los m vendedores.
$PTDVF_{fs,FS,PE1,m1,V1}$:	PTDVF declarada para la forma de suministro fs , para la Fuente de Suministro FS , para cada uno de los n Puntos de Entrega, para el mes $m2$ del Trimestre Estándar, por cada uno de los m vendedores.
$PTDVF_{fs,FS,PE1,m1,V1}$:	PTDVF declarada para la forma de suministro fs , para la Fuente de Suministro FS , para cada uno de los n Puntos de Entrega, para el mes $m3$ del Trimestre Estándar, por cada uno de los m vendedores.
nFS :	número total de Fuentes de Suministro FS
nfs :	Número total de formas de suministro
n :	Número de Puntos de Entrega
m :	Número de vendedores

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

21.45 GESTOR DEL MERCADO

“Para el inciso iv del numeral f, sugerimos revisar referencia a “en el numeral 3 del presente artículo”, pues en este artículo no se observa dicho numeral. ”

Respuesta:

En la resolución definitiva se retiran los literales e. y f. inicialmente propuestos. Se aclara que el numeral 3 estaba incorrectamente mencionado, pues realmente la referencia era al numeral 2 del artículo 22.

Ver respuesta al comentario 19.2.

21.46 METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.

“No queda claro cómo encaja el Trimestre Estándar de negociación de suministro con transporte, teniendo en cuenta que las capacidades de transporte a comprar deberán depender de las cantidades de suministro finalmente asignadas. Sería importante verlo con claridad. ”

Respuesta:

Se debe tener en cuenta que la negociación trimestral de suministro es iterativa, es decir, que a medida que se avanza los Trimestres Estándar de negociación las cantidades definitivas totales de ejecución en un Trimestre Estándar de ejecución futuro se van contratando. Por otra parte, el cronograma trimestral propuesto busca lograr, hasta cuando sea posible, el mayor acople entre las negociaciones de suministro y las negociaciones de capacidad de transporte.

En todo caso, considerando las actuales circunstancias de la oferta de suministro, la contratación de las actuales capacidades de transporte y la ejecución de los proyectos IPATs del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, la priorización inicial más adecuada parece corresponder a la contratación del suministro.

A partir de la publicación de la resolución definitiva de suministro se hará una revisión general de lo establecido en la Resolución CREG 185 de 2020 con el fin de hacer aquellos ajustes que se requieran para aumentar la eficiencia en la contratación del conjunto suministro – transporte.

21.47 METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.

“Numeral i del literal c. ¿Cómo se evidenciará que el comprador declare cantidades en diferentes puntos de referencia para una misma demanda? ”

Respuesta:

Es responsabilidad de cada comprador declarar las cantidades para una misma demanda, solicitada en una o varias Fuentes de Suministro, sin que incurra en repetición de las mismas. De hacerlo, lo único que provocaría es una mayor posibilidad de la aplicación de la priorización

D – 902 116 DE 2025 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 la Demanda Esencial y de una afectación que podría llevar a una elevación de precios que de otro modo no se presentarían. Adicionalmente, en el procedimiento de priorización de la Demanda Esencial se establecen ecuaciones de cálculo que buscan evitar que, ya adentrados en un proceso de priorización, haya duplicación de cantidades de las necesidades de la Demanda Esencial y/o cantidades obtenidas mediante criterios poco objetivos e ineficientes establecidos por los mismos comercializadores.

En todo caso los Participantes del mercado debe cumplir las reglas de comportamiento establecidas en la resolución CREG 080 de 2019 o aquellas que la modifiquen o sustituyan, tal como la contemplada en el artículo 8 de la mencionada resolución para el comentario propuesto.

Ver respuesta al comentario 3.14 y al comentario 21.22.

21.48 METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.

“Numeral iv del literal f. El artículo 21 no tiene numeral 3, por lo que no es claro lo procedente en el escenario del balance comercial deficitario.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.45.

21.49 Naturgás

“En este Artículo se establece, entre otros aspectos, la obligación del Gestor del Mercado de establecer los puntos de referencia con base en algunos criterios fijados en la resolución. También se establece que el Gestor podrá establecer los puntos de referencia utilizando criterios adicionales a los mencionados en la resolución, siempre que hayan sido acordados con los vendedores del Mercado primario y consultados con los compradores del mismo mercado.

Consideramos necesario que, en lo posible, se fijen explícitamente en la resolución los criterios que debe tener en cuenta el Gestor para establecer los puntos de referencia. Sugerimos incluir los siguientes: i) los puntos de referencia no pueden cambiar trimestralmente, y ii) los puntos de referencia en lo posible deben estar asociados a puntos físicos. ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.14.

21.50 Naturgás

“En este Artículo se establece, entre otros aspectos, que el Gestor del Mercado deberá publicar los balances comerciales para cada punto de referencia.

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

Al respecto consideramos necesario que el Gestor también realice y publique el balance comercial a nivel nacional y en concordancia se permita la concurrencia de varios compradores en bloque en ciertos casos, e.g. especialmente en caso de requerirse importación de gas, para comprar en bloque y así viabilizar cantidades y precios. Esta señal regulatoria de concurrencia, especialmente en caso de requerirse importación de gas, es fundamental para viabilizar la compra en bloque. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.2 y al comentario 21.5.

21.51 Petromil

"De acuerdo con lo propuesto en el numeral c del Artículo 21 referente a la declaración de interés de compra de suministro al Gestor del Mercado - GM por parte de los Compradores que participen en el Mercado Primario ¿cómo la Comisión prevé que no haya duplicidad de la demanda entre Comercializadores que compiten para atenderla y se presente escenario de déficit de gas inexistente? "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.47.

21.52 Petromil

"El mecanismo MADE propuesto en el artículo 21 del Proyecto de Resolución prioriza el orden de asignación de suministro en trimestres donde se presente déficit asignando suministro principalmente a la Demanda Esencial ¿qué participación tendríamos en ese escenario los Comercializadores Puros? "

Respuesta:

No es claro qué se quiere dar a entender con la expresión "comercializadores puros", puesto que no existe en la regulación definición al respecto. Si el contexto es el de un comercializador que busca atender usuarios finales, sin que desarrolle la actividad de distribución de gas combustible, o si el contexto es el de un comercializador que atiende a otros comercializadores y que no atiende a usuarios finales, que entendemos es un comercializador intermediario. En el primero de los casos, puede participar como comprador en la priorización de la Demanda Esencial cuando atiende directamente un usuario no regulado en el Mercado Minorista, siendo dicho usuario no regulado parte de la Demanda Esencial.

En el segundo de los casos, el valor agregado del comercializador intermediario se podría basar en las cantidades disponibles remanentes de oferta, una vez descontadas las cantidades solicitadas por la Demanda Esencial.

Ver respuesta al comentario 21.23.

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

21.53 Petromil

“Se solicita a la Comisión incluir en el numeral d del Artículo 21 que el Gestor del Mercado - GM publique un "prebalance" de oferta y demanda en el noveno (9) día del trimestre de negociación con la información que los agentes le han reportado hasta ese momento. ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.2.

21.54 Prime Energía Colombia

“Considerando los balances de suministro de gas natural a mediano plazo, aunado a la propuesta de implementar el Mecanismo de Aseguramiento de la Demanda Esencial - MADE, en el que la demanda térmica al no estar incluida en la definición de Demanda Esencial es atendida de manera residual, consideramos que el parque generador térmico no tendría suficientes opciones de contratación bajo las condiciones actuales de oferta de gas natural. ”

Respuesta:

En la resolución definitiva se establecen varias alternativas de contratación de suministro de gas que se garantice sin interrupciones, para poder ser usada por parte de los usuarios no regulados o comercializadores que prestan el servicio a usuarios no regulados, tanto para los que son parte de la Demanda Esencial como para los que no son parte de ella. Entre otros se incluye la contratación de cantidades de ejecución de corta duración y de inicio de ejecución en el corto plazo, la contratación de PTDV en Pruebas, la contratación con un Comercializador de gas importado, la contratación con interrupciones y los Contratos firmes sujetos de Condiciones.

Ver respuesta al comentario 3.44, al comentario 8.7, al comentario 8.11 y al comentario 16, entre otros.

21.55 PROMIGÁS

“En cuanto a las declaraciones de los Vendedores al Gestor del Mercado, éstos no deben realizar una segunda declaración de la PTDVF ante el Gestor del Mercado. No obstante, los Vendedores podrán presentar ajustes a su declaración debidamente justificados y documentados al MME, en caso de presentar alguna restricción o tener mayor disponibilidad de gas. Por su parte el Gestor del Mercado ajustará la declaración efectuada (y/o actualizada) ante el MME, descontando de la misma los compromisos de suministro en firme que los Vendedores hayan adquirido a través de contratos suscritos y registrados ante el Gestor durante el período comprendido entre la última declaración y el inicio del Trimestre Estándar de negociación. ”

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 al comentario 19.2 y al comentario 20.6.

21.56 PROMIGÁS

“En lo que refiere a los Puntos de Referencia, no queda clara la justificación o el sustento sobre la necesidad de que se definan estos puntos, por lo cual es indispensable que la Comisión realice un análisis para determinar la conveniencia de su definición. Ya habiendo definido que son necesarios, encontramos que puede haber complicaciones en su implementación. De no definirse Puntos de Referencia adecuados, el balance de gas que efectúe el Gestor en cada uno podría ser artificial y podrían registrarse déficit o superávit en los distintos Puntos de Referencia, sin ser acorde a la realidad. Adicionalmente se debe establecer si es el Gestor del Mercado el ente idóneo para la definición de los Puntos de Referencia a los que hace relación el proyecto. ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.14 y al comentario 21.21.

21.57 PROMIGÁS

“Por otra parte, plantear que se pueden adquirir compromisos para el Trimestre Estándar 21 y hasta el Trimestre Estándar 40, sin realizar balances y autorizando la negociación directa podría privilegiar a los agentes y/o usuarios con mayor poder adquisitivo y con mayor certeza sobre el comportamiento de la demanda que atienden o que prevén tener, generando que copen una probable disponibilidad del gas reducida en el futuro y llevarían a una buena parte de la Demanda Esencial a procesos recurrentes de subastas. ”

Respuesta:

En la resolución definitiva se establece la realización de los balances comerciales para los 40 Trimestres Estándar de ejecución siguientes.

Ver respuesta al comentario 21.1.

21.58 SURTIGÁS

"Consideramos que el plazo máximo de negociación debería ser quinquenal (20 Trimestres Estándar), plantear que se pueden adquirir compromisos para el Trimestre Estándar 21 y hasta el Trimestre Estándar 40, sin realizar balances y autorizando la negociación directa, desconoce la realidad del mercado y tiene como inconvenientes los siguientes:

☐ *Privilegia a los agentes y/o usuarios con mayor poder adquisitivo y con mayor sobre el comportamiento de la demanda que atienden o que prevén tener. Sin certezas acerca del proceso de desregulación de usuarios que la CREG se plantea como objetivo en el largo plazo, solo algunos agentes y más que agentes, solo algunos usuarios que en la actualidad no son regulados podrían acceder a este privilegio;*

D – 902 116 DE 2025 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

□ Permite que agentes y/o usuarios como los descritos previamente, copen una probable disponibilidad del gas reducida en el futuro y llevarían a una buena parte de la Demanda Esencial a procesos recurrentes de subastas centralizadas que de acuerdo con la CREG serán subastas inglesas o de reloj ascendente. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.57.

21.59 SURTIGÁS

"• Se reiteran las observaciones previas en materia de balance de gas por Punto de Referencia, pues la realización del balance se vuelve determinante para establecer si realmente hay excedentes (negociación directa), o hay faltantes (subasta centralizada) en cada Punto de Referencia. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.14.

21.60 SURTIGÁS

"1. La Demanda Esencial correspondiente a las estaciones de compresión del SNT y la demanda de los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, suscriban contratos que cubran dicha demanda durante períodos quinquenales (20 Trimestres Estándar). Esto eliminaría la incertidumbre en el abastecimiento de esta demanda y evitaría someter a estos usuarios a la volatilidad de precios que se registra en períodos de coyuntura como el actual;

2. La Demanda Esencial correspondiente al GNCV, suscriba contratos para cubrir dicha demanda durante períodos mínimos de un año (4 Trimestres Estándar). Esta demanda es más inestable que la comprendida en el numeral anterior y hace parte del segmento de usuarios no regulados.

3. La Demanda Esencial correspondiente al Refinerías, con la excepción prevista, suscriba contratos por el período de tiempo que les resulte conveniente, o por Trimestre Estándar si la CREG lo considera pertinente.

4. La Demanda No Esencial suscriba contratos por el período de tiempo que les resulte conveniente, o por Trimestre Estándar si la CREG lo considera pertinente.

Este procedimiento multietápico para contratar el suministro de la Demanda Esencial no sería incompatible con lo dispuesto en los literales/numerales ii., iii. y iv. del literal f) del Artículo 21 del Proyecto de Resolución.

D – 902 116 DE 2025 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 CREG debería considerar en su papel de regulador, que los agentes existentes, así como los potenciales inversionistas, prefieren señales de mediano y largo plazo que le agreguen predictibilidad al marco regulatorio y a la evolución del mercado de gas. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.25.

21.61 TERMONORTE S.A.S. E.S.P.

"Con relación al Gas Natural Importado - GNI, vemos positivo contrarrestar la preocupación del abastecimiento de Gas Natural - GN con la posibilidad de completar la oferta con suministro proveniente del exterior y, el Proyecto de Resolución mediante la inclusión de diferentes definiciones está fomentando su participación.

Sin embargo, consideramos que el cálculo del balance oferta y demanda para la activación del MADE, y para los casos en que la Oferta sea inferior a la Demanda, no se incluya el CIDVF dentro de esa asignación a la Demanda Esencial.

Además, creemos necesario que la Comisión promueva la comercialización del GNI mediante mecanismos específicos que despierte interés de la importación de GN. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.14, al comentario 15.1 y al comentario 19.2.

21.62 TGI

"Literales a y b, inciso vi. Los requisitos solicitados deben tener discriminación por Trimestre Estándar para que se alinee con el resto de la resolución. "

Respuesta:

No es clara la referencia usada en el comentario. Si se trata del caso de las declaraciones de los vendedores de cantidades de oferta, las mismas se requieren con desagregación mensual, puesto que es, con este nivel de detalle, con el que se compara la declaración de producción publicada por el MME para cada Fuente de Suministro.

21.63 TGI

"Literal b. Es necesario conocer la información de cada uno de los vendedores para desarrollar las diferentes negociaciones que resulten de aplicar el esquema propuesto en la resolución.

Cantidad total de PTDVF/CIDVF para cada punto de referencia, en MBTUD, detallando las cantidades por cada vendedor. "

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

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.14.

21.64 TGI

“Inciso iv, literal f. No se entiende a que hace referencia al “numeral 3 de este artículo” ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.45.

21.65 VANTI

"Se propone la incorporación de medidas adicionales que busquen un equilibrio entre la oferta y la demanda con precios eficientes para los usuarios:

- Establecer que el Gestor de Mercado publique el balance de gas, no sólo a nivel de Punto de Referencia sino a nivel nacional en el mismo momento. "*

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.14.

21.66 VANTI

“• Permitir, explícitamente, la concurrencia de compradores para realizar y definir estrategias conjuntas de compras en bloque. Por ejemplo: un grupo de empresas —no vinculadas— comercializadoras de demanda esencial pueden buscar de manera conjunta y bajo parámetros claros realizar compra de gas importado. Bajo ese esquema se minimizarán aquellos Puntos de Referencia que llegarían fácilmente a ser deficitarios.

Es claro que el país está abocado a importar gas y se requieren estrategias para que esta circunstancia no lleve a que todo el precio del gas tenga incrementos significativos; una importación conjunta o administrada de comercializadores de diferentes escalas de demanda permitirá que se disminuyan las presiones alcistas de precio por competencia de demandas poco elásticas como la residencial, que es además una demanda esencial. ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.50.

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

21.67 VANTI

“Así mismo y dentro del contexto de una situación de escasez de oferta en el interior del país, la propuesta de asignación administrada podría tener como alcance adicional la oferta remanente de los campos del Piedemonte para que se propenda por la atención de la demanda no regulada con mayor elasticidad: la industria y el gas natural vehicular. Vale la pena resaltar que, mientras se mantengan las tarifas de transporte por distancia, hasta que no se implemente un cargo estampilla nacional, las fuentes del norte del país no resultarán competitivas para este tipo de demanda.

- *En el artículo 21, literal c, establecer explícitamente que los agentes generadores de energía eléctrica que cuentan con Obligaciones de Energía Firme y que ya tienen definido un combustible sobre el cual soportan las obligaciones —gas importado, nacional o combustibles líquidos—, no reporten solicitudes de compra de cantidades de gas que garantiza firmeza; de permitirse este reporte de cantidades demandadas se estaría duplicando la demanda de este agente. Por ejemplo: si un generador tiene respaldo con gas importado y solicita cantidades en el proceso de comercialización, estaría duplicando sus cantidades de demanda de dos Fuentes de Suministro, poniendo en riesgo total o parcial el abastecimiento de otros agentes. Esta demanda podrá adquirir gas en el mercado interrumpible o los excedentes que existen en cada trimestre de negociación.*

- *Establecer mecanismos de validación que verifiquen que las cantidades solicitadas por los compradores son acordes con la demanda a atender, así como que el gas reportado por el productor nacional para su comercialización no genere de manera injustificada déficits en el balance de gas. ”*

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.4 y al comentario 21.47 y al comentario 21.50.

Artículo 22

22.1 ACP

“En línea con lo comentado anteriormente y buscando mantener 1) la dinámica de mercado en donde la demanda se contrata a 3 años vista en promedio, 2) mantener como principal mecanismo de negociación la negociación directa, 3) mantener las señales de cruce de demanda contra la oferta en el largo plazo y 4) asegurar la Demanda Esencial que no logro una contratación de sus necesidades hasta un periodo regular de mercado se identifica como adecuado que se acorten los periodos de negociación dentro del mecanismo del MADE. ”

Respuesta:

No es claro el comentario en cuanto a si lo que se sugiere con la expresión “se acorten los periodos de negociación” se refiere a acortar los plazos de las actividades que se proponen en

D – 902 116 DE 2025 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 artículo 22 o si se refiere a acortar la duración de ejecución de los contratos que se pueden negociar en cada Trimestre Estándar de negociación.

Ver respuesta al comentario 19.2 y al comentario 21.9.

22.2 ACP

“La realización de la simulación propuesta en el párrafo 5 del artículo de la referencia no permite una medición de impactos y ajuste para cualquier comportamiento o evento adverso sobre el mercado que se pueda evidenciar con la simulación propuesta.”

Respuesta:

La simulación que se propone tiene como único alcance que, tanto el Gestor del Mercado como los Participantes del mercado, simulen las actividades que se deben desarrollar para efectos de que se realice un balance comercial de los propuestos y se obtenga un resultado simulado. No se trata entonces de una simulación de los resultados que se obtendrían en las negociaciones directas.

En la resolución definitiva se establece que el inicio de la aplicación de lo establecido en dicha resolución, será a partir del 1 de junio de 2025, que corresponde al inicio del Trimestre Estándar de negociación que ocurre entre junio y agosto de 2025, de modo que el Gestor del Mercado cuente con un plazo suficiente para hacer las adecuaciones del sistema SEGAS y demás sistemas internos, que permitan realizar los procedimientos establecidos, que los mismos sean probados contundentemente y que se realicen las capacitaciones necesarias a los Participantes del mercado. Asimismo, este tiempo entre la publicación de la resolución definitiva y el inicio de la nueva resolución, dará plazo a los vendedores y a los compradores, a conocer la regulación con suficiente plazo para prepararse adecuadamente a su ejecución, sobre todo porque en el primer Trimestre Estándar de negociación se podrían esperar gran cantidad de negociaciones que busquen asegurar las ventas y la compras de la mayoría de la cantidades ofertadas inicialmente para el corto, mediano y largo plazo.

22.3 ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.

"Sobrecostos para demanda esencial por precios de subasta, en la aplicación del proceso MADE.

Desarrollo de alternativas para atender demanda esencial a través de precios de reserva o subastas por etapas de acuerdo con disponibilidad de pago. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.4, al comentario 21.23 y al comentario 21.29.

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

22.4 ANDEG

"Si bien entendemos la importancia de asegurar el abastecimiento de gas para la demanda esencial, 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 22), 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, dada la estrechez del balance de gas natural de acuerdo a la proyección de demanda publicada por la UPME, aunado a la declaratoria desierta de la convocatoria UPME para construcción de la infraestructura de importación de GNL por el Pacífico, con lo que se restringen las alternativas comerciales para la demanda térmica, forzando a los generadores térmicos a optar por una actitud pasiva y ocasional, de forma que se limita el acceso al gas para atender las obligaciones del mercado eléctrico, y en tal sentido, en el caso de las plantas térmicas a gas del interior del país, deben optar por combustibles líquidos para asegurar la operación en el SIN. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.54.

22.5 ANDESCO

"• Contratos y mecanismos de contratación

En general resaltamos que con esta propuesta se proporciona flexibilidad en los aspectos de contratación, facilitando la gestión de los agentes para cumplir con sus obligaciones de cara a la demanda. En todo caso, sugerimos revisar alternativas que permitan evitar duplicidad en la demanda, de manera que los balances que se reflejan ante el mercado no envíen señales que creen distorsión. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.47.

22.6 ANDI

"Nos preocupa que la CREG incentive la discriminación en el trato comercial de los consumidores. Entendemos la importancia de la demanda esencial, para momentos de inconvenientes en el abastecimiento (Decreto 1073 de 2015), sin embargo, llevar dicha

D – 902 116 DE 2025 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

priorización a los temas comerciales (Artículo 22 de la propuesta), genera una discriminación injustificada, con tratos diferenciales entre usuarios, no contemplados por la Ley, más considerando que el sector de más difícil descarbonización es el sector industrial y, por ende, restarte prioridad en la obtención del insumo gas natural, genera un efecto no deseado para la economía y el país. Es indudable, que los últimos resultados del proceso de comercialización, en el cual algunos campos vendieron su gas a más de 10 USD/MBTU va a generar destrucción de la demanda industrial de gas natural, con el consiguiente impacto para la economía y el país, dado que en general, la demanda industrial no cuenta con alternativas.

Por todo lo anterior, consideramos importante que la CREG revise esta situación para evitar que en el corto plazo se genere una priorización comercial de usuarios, dejando en el corto plazo, consumidores industriales sin gas y que no tienen opciones de sustitución. El siguiente es el artículo en mención.

Artículo 22 i “Si las cantidades totales de PTDFV y CIDVF son inferiores a las cantidades totales reportadas por los compradores para atender la Demanda Esencial, el Gestor del Mercado distribuirá las cantidades para atender la Demanda Esencial por Punto de Entrega de cada Fuente de Suministro y cada comprador. Para lo anterior el Gestor del Mercado multiplicará la suma de las cantidades de PTDFV y CIDVF de una misma Fuente de Suministro, por el porcentaje de participación de cada comprador obtenido en el literal d.”

Respuesta:

El procedimiento de priorización de la atención a la Demanda Esencial se incluye en cumplimiento de lo establecido en el parágrafo 2 del artículo 2.2.2.16 del Decreto 1073 de 2015, como se explicó en el numeral 2.2.3 del documento CREG-702 003 de 2023, soporte del Proyecto de Resolución publicado para esta consulta.

Ver respuesta al comentario 15.10 y al comentario 21.54.

22.7 ASOENERGÍA

"La propuesta establece que en la primera etapa de negociación y registro de contratos cuando el balance comercial es excedentario en un punto de referencia, si un comprador encuentra que no ha logrado contratar el total de las cantidades solicitadas a un vendedor, dicho comprador podrá enviar a los demás vendedores de ese mismo Punto de Referencia, solicitudes de compra para negociar y lograr el suministro de las cantidades requeridas declaradas que aún no haya contratado.

Así las cosas, sugerimos se deje abierta la posibilidad de que el comprador pueda enviar solicitudes de compra a otros vendedores que no necesariamente hagan parte del mismo punto de referencia sobre el cual haya balance excedentario, y de esta manera, tengan mayor posibilidad de acceder a las cantidades requeridas para atender su tipo de demanda inicialmente declarada. "

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 resolución definitiva no se hará uso del concepto de puntos de referencia ni la utilización de la subasta propuesta en el Anexo 7. Sin embargo, sí se establece un esquema de negociación directa con un cronograma trimestral, que tiene como fundamentación la aplicación obligatoria del procedimiento de priorización a la Demanda Esencial para la negociación de los períodos de ejecución para los que se determinó un balance comercial deficitario.

Ver respuesta al comentario 3.14, al comentario 19.2 y al comentario 21.21.

22.8 ASOENERGÍA

"Consideramos inconveniente el procedimiento del Mecanismo de Aseguramiento de la Demanda Esencial establecido cuando el balance comercial es deficitario, toda vez que en última instancia se propone un mecanismo de subasta para el gas remanente (después de cubrir la demanda Esencial) a través del cual podrán participar aquellos agentes que requieran adquirir el suministro de gas natural para la demanda no Esencial. En general, puede afirmarse que un mecanismo de subasta de precio parecería equitativo, pero en la realidad para el mercado de gas no lo es. Fundamentalmente, porque siendo que la demanda No Esencial está compuesta básicamente por dos sectores, que son la Demanda No Esencial de carácter No Térmico y la Demanda No Esencial de carácter Térmico, la ineficiencia está en que para la demanda térmica no existe límite de precio (O el límite es muy alto) pues lo pueden trasladar a los usuarios eléctricos sin problema. Por otra parte, no sucede lo mismo para el caso de la demanda No Térmica, la cual no puede hacer lo mismo. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 15.1.

22.9 ASOENERGÍA

"Otro elemento fundamental que debe de evitarse en estos escenarios de escasez es que abunde la especulación, como ha sucedido con los últimos dos procesos de Ecopetrol. ASOENERGIA, considera fundamental que para participar en cualquier proceso que se defina para la adquisición de gas deba haber un claro respaldo de una demanda real existente.

Así las cosas, con el fin de evitar cualquier tipo de situación de escasez, planteamos las siguientes consideraciones que se pueden tener en cuenta para la definición de los mecanismos de negociación frente a los resultados de los balances comerciales que realiza el Gestor: En caso de que el balance comercial resulte excedentario para un punto de referencia, estamos de acuerdo con dar la oportunidad y la confianza a los mismos participantes del Mercado Primario para que gestionen los mecanismos correspondientes, y de esta manera resuelvan en una primera instancia la asignación del suministro de gas. Por otra parte, en caso de que el balance comercial resulte deficitario para un punto de referencia, y teniendo en cuenta la situación de escasez identificada, consideramos pertinente establecer un mecanismo de eficiencia que permita entre otras: i) controlar los límites superiores del precio de contratación de suministro en el Mercado secundario para reventas de suministro del gas natural y ii) Con el fin de evitar la especulación, priorizar la contratación basada en una demanda real y no la especulación, a

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

través de los Comercializadores Mayoristas que buscan adquirir gas para tranzar en el Mercado Secundario. "

Respuesta:

La CREG evaluará la pertinencia y eficiencia que puede producir en el funcionamiento del Mercado Mayorista la regulación de los márgenes de comercialización de las ventas de derechos de suministro en el Mercado secundario y en el Mercado Minorista.

Ver respuesta al comentario 21.4, al comentario 21.18, al comentario 21.22, al comentario 21.23, al comentario 21.29, al comentario 21.47 y al comentario 21.52.

22.10 CANACOL ENERGY

"La construcción de los balances comerciales bajo los cuales se rige el MADE no consideran la relación del suministro con el transporte mas allá de la temporalidad de negociación, además de esto, el documento soporte considera que la infraestructura de transporte es ""radial"" pero ignora que es un sistema naturalmente segmentado, con una interconexión entre sistemas deficiente y que además cuenta con una metodología de remuneración que terminaría arbitrando y definiendo los puntos de referencia y los resultados de los balances sobre la oferta real del gas en el Mercado primario.

De forma general consideramos que el MADE esta basado sobre una lógica que no funciona en la metodología actual. El mismo documento soporte da cuenta de que el mecanismo se optimiza en la medida en que se reducen la cantidad de nodos (puntos de referencia), sin embargo esto nunca va a pasar en un sistema con los problemas mencionados en el párrafo anterior.

Se propone avanzar en la regulación que reemplace la metodología de distancia actual, con una metodología eficiente. Este avance generaría más competencia y relaciones comerciales con las cuales se optimizaría el MADE.

Ya se ha avanzado en este tema, por ejemplo, a través de la Circular CREG 100 de 2021, estudio realizado por la CREG para el análisis de Entry/exit, o las propuestas de estampillas regionales propuestas por los principales transportadores del país. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.14 y al comentario 21.46.

22.11 CANACOL ENERGY

"En línea con lo comentado anteriormente y buscando mantener 1) la dinámica de mercado en donde la demanda se contrata a 3 años vista, 2) mantener como principal mecanismo de negociación la negociación directa, 3) mantener las señales de cruce de demanda contra la oferta en el largo plazo y 4) asegurar la Demanda Esencial que no logro una contratación de sus

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

necesidades hasta un periodo regular de mercado se identifica como adecuado que se acorten los periodos de negociación dentro del mecanismo del MADE. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 22.1.

22.12 CANACOL ENERGY

"La realización de la simulación propuesta en el parágrafo 5 del artículo de la referencia no permite una medición de impactos y ajuste para cualquier comportamiento o evento adverso sobre el mercado que se pueda evidenciar con la simulación propuesta.

Se propone eliminar el parágrafo 5 y de la misma forma en la que se propuso anteriormente integrar un cronograma de aplicación y una simulación ex ante a la puesta en marcha plena de los balances así como del MADE. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 22.2.

22.13 ECOPETROL

"Agradecemos tener en cuenta los comentarios esbozados en el cuerpo principal de la presente comunicación.

Por otra parte, en general sugerimos revisar la redacción y organización del artículo 22 con el fin de facilitar el entendimiento de la norma. "

Respuesta:

En la resolución definitiva se simplifica la redacción del artículo 22, ante los cambios que se establecen de manera definitiva.

Ver respuesta al comentario 19.2.

22.14 ECOPETROL

"También agradecemos a la Comisión aclarar, en la resolución definitiva, los siguientes elementos que son de nuestro entendimiento:

- *En caso de que un trimestre resulte excedentario para un punto de referencia, en ese punto de referencia se surtirán dos etapas: i) la primera orientada a cubrir las cantidades mínimas informadas por los compradores el 12 día hábil del trimestre de negociación; y ii) la segunda*

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

orientada a cubrir las cantidades máximas informadas por los compradores el 5 día hábil del trimestre de negociación.

- *En caso de un escenario superavitario, después de asegurar la demanda máxima, los vendedores de las fuentes listadas en artículo 19 podrán comercializar el gas natural en cualquier momento del año.*
- *En caso de un escenario superavitario, los vendedores de las fuentes diferentes a las listadas en el artículo 19 tendrán que esperar al siguiente trimestre de negociación para comercializar sus excedentes a más de un trimestre vista.*

Si nuestra interpretación sobre el último caso es correcta, sugerimos permitir que a las fuentes que no están listadas en el artículo 19 les aplique la misma flexibilidad que aplica, para efectos de la comercialización de excedentes, a las fuentes listadas en el artículo 19. En particular, consideramos que dicha flexibilidad favorecería la creación de demanda y permitiría, por ejemplo, simetría entre las reglas aplicables a la comercialización del gas importado y del gas nacional. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.14, al comentario 19.2 y al comentario 22.7.

22.15 ECOPETROL

"En el literal L del numeral 2 del artículo 22 no resulta del todo claro cuál es el precio que aplicaría a los contratos de gas natural con destino a la atención de la demanda esencial que resultarían de la aplicación del mecanismo de las fuentes listadas artículo 19. Agradecemos a la Comisión aclarar este aspecto. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.4, al comentario 21.23 y al comentario 21.29.

22.16 ECOPETROL

"El párrafo 6 del artículo 22 establece lo siguiente: "Los contratos de largo plazo celebrados bajo el esquema de negociación sobre Balance UPME determinado en el artículo 24 de la Resolución CREG 186 de 2020, y que a la fecha se encuentren vigentes y estén en ejecución, podrán continuar realizando la actualización anual de precios dando aplicación a las ecuaciones establecidas en el Anexo 3 de la presente Resolución".

Solicitamos a la Comisión que esta disposición sea aplicable a todos los contratos vigentes a la fecha de entrada de la resolución definitiva.

Sugerimos a la Comisión ajustar el párrafo 6 en los siguientes términos: "Todos los contratos de largo plazo celebrados bajo el esquema de negociación sobre Balance UPME determinado en el artículo 24 de la Resolución CREG 186 de 2020, y que a la fecha se encuentren vigentes

D – 902 116 DE 2025 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 estén en ejecución, podrán continuar realizando la actualización anual de precios dando aplicación a las ecuaciones establecidas en el Anexo 3 de la presente Resolución". "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 15.3.

22.17 ECOPETROL

"La aplicación de las subastas, ante balances deficitarios, resulta en la asignación de cantidades, por Punto de Entrega, para los agentes de la demanda. Sin embargo, el mecanismo no asegura que dicha demanda contará con los contratos de transporte correspondientes para asegurar el transporte efectivo del gas natural desde el Punto de Entrega hasta los centros de consumo. Es decir, el mecanismo podría resultar en compradores que cuenten con contratos de suministro pero no con contratos de transporte.

Al respecto, el documento soporte hace referencia a que "(...) surge la problemática de (...) establecer un mecanismo que permita a 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".

Sin embargo, no resulta claro cómo esto es considerado y resulta capturado en el procedimiento regulado por los artículos 21 y 22 de la resolución en comento.

En tal sentido, sugerimos a la Comisión: i) establecer, de manera explícita en el procedimiento regulado por los artículos 21 y 22 de la resolución en comento, cómo se realizaría la negociación simultánea de cantidades en suministro y transporte a la que se hace referencia en el documento soporte, en particular estableciendo explícitamente las acciones que deberán realizar los agentes, los tiempos correspondientes, y la articulación entre esta regulación y la Resolución CREG 185 de 2020; y ii) en todo caso, analizar la pertinencia de revisar la Resolución CREG 185 de 2020 para articular los dos procesos de comercialización. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.46.

22.18 Efigas SA ESP

"Teniendo en cuenta los Trimestres Estándar, consideramos importante que la contratación para la demanda esencial regulada se suscriba en contratos de 20 Trimestres Estándar y como mínimo abarque 4 Trimestres Estándar, de forma tal que se pueda mitigar la incertidumbre de abastecimiento de la demanda y que en el mismo sentido no se afecte a los usuarios con volatilidad de precios. "

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 comercializadores que atienden a los usuarios finales son libres de desarrollar las estrategias de contratación que consideren más adecuados en el balance de riesgos que implican las negociaciones de contratos de ejecución del suministro en forma periódica, mediante trimestres de negociación. En la resolución definitiva se establecen condiciones de contratación del suministro en el Mercado primario y secundario que permiten aplicar la estrategia sugerida en el comentario recibido y no la limita de ninguna manera.

Ver respuesta al comentario 21.25.

22.19 Efigas SA ESP

"Con respecto al mecanismo de presentar los requisitos a un punto de referencia preseleccionando un vendedor, esto limita la visión general del equilibrio en el punto de referencia, ya que este equilibrio se calcula teniendo en cuenta la disponibilidad de todos los vendedores. Esto puede reducir la capacidad del comprador para adquirir las cantidades necesarias."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.2.

22.20 Efigas SA ESP

"Es importante destacar que comprometerse con contratos desde el Trimestre Estándar 21 hasta el Trimestre Estándar 40 sin realizar balances y permitir la negociación directa desatiende la dinámica real del mercado y beneficia a los agentes con más recursos. Además, puede permitir que estos agentes acaparen la disponibilidad de gas a futuro, lo que podría generar problemas de suministro."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.58.

22.21 Efigas SA ESP

"Es importante considerar el componente de transporte en el proceso de comercialización propuesto. La forma en que se calculan los cargos de transporte y su señal de distancia, junto con la idea de realizar balances por Puntos de Referencia, tiene un impacto en la competencia entre productores, productores-comercializadores e importadores."

Las previsiones que se presentan aquí parten de la premisa de que el balance de gas realizado por el Gestor fue incorrecto. Inicialmente, se consideró que el Punto de Referencia en cuestión tenía un excedente teórico, lo que llevó a iniciar negociaciones directas. Sin embargo, en la

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

práctica, resultó que había un déficit en ese Punto de Referencia, y fue necesario recurrir a una subasta centralizada.

El problema subyacente radica en que la CREG no solo está solicitando a los Compradores que indiquen sus necesidades de suministro en un Punto de Referencia, sino que también les pide que seleccionen a un Vendedor específico en ese Punto. Esto plantea un dilema, ya que el balance en el Punto de Referencia se basa en las ofertas de todos los Vendedores y la demanda de todos los Compradores, lo que difiere de un balance que consideraría la oferta de un Vendedor específico y la demanda presentada por los Compradores a ese Vendedor en particular. "

Respuesta:

En el cronograma propuesto inicialmente hay una secuencia de actividades que busca permitir el rastreo de las negociaciones que se realizan. En la propuesta, cuando se determina un balance comercial superavitario en un punto de referencia, se establece un orden de solicitudes de compra en que primero se solicitan cantidades a uno o varios vendedores de cada Fuente de Suministro que se considere, sin que la suma de dichas solicitudes de un mismo comprador supere la cantidad que este declaró con base en la cual se hizo el balance comercial. Posteriormente el vendedor de cada Fuente de Suministro a la que se dirigieron solicitudes de compra, le informa a cada comprador la asignación de cantidades de cada fuente que le correspondió. Si después de asignadas las cantidades de las fuentes solicitadas el comprador no logró atender todas sus solicitudes, a partir de ese momento el comprador podrá dirigir solicitudes de compra a los vendedores de las demás Fuentes de Suministro, caso en el cual la suma del total de las solicitudes de mismo comprador podrá ser superior a las cantidades declaradas al Gestor del Mercado.

Ahora bien, en la resolución definitiva el balance comercial por punto de referencia ya no será adoptado y será realizado con base en la oferta y la demanda, ambas con agregación nacional. En ese caso, se aplicará el mismo procedimiento anterior para la negociación de contratos de duración de ejecución de, como mínimo, un Trimestre Estándar y de inicio de ejecución en cualquier Trimestre Estándar que es posterior al segundo Trimestre Estándar de ejecución siguiente al trimestre de negociación.

Ver respuesta al comentario 3.14, al comentario 21.21 y al comentario 21.46.

22.22 Efigas SA ESP

"Sugerimos que el precio de reserva reportado por los Vendedores al Gestor, ordenado de menor a mayor, sea el precio para los contratos de suministro destinados a la Demanda Esencial. Esto significa que toda la Demanda Esencial debería ser abastecida al precio mínimo posible, sin pasar por rondas de subasta ni fijar un precio de adjudicación, que es el precio final de la subasta. Este enfoque aseguraría precios más bajos para la Demanda Esencial. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.29 y al comentario 21.23.

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

22.23 Efigas SA ESP

"Una alternativa es llevar a cabo un balance de gas general para todo el sistema y permitir que los Compradores aborden las limitaciones de transporte contratando capacidad de transporte en el Mercado primario o secundario, o negociando swaps. Otra opción es realizar balances por Puntos de Referencia y asignar administrativamente a los Compradores su Punto de Referencia, teniendo en cuenta las restricciones de transporte.

Si existe la posibilidad de escasez de gas en cualquier Punto de Referencia y Trimestre Estándar, no debería considerarse la negociación directa como una opción para cubrir la Demanda Esencial. En situaciones de oferta insuficiente, esta no es una verdadera negociación, y los precios podrían ser más altos que los precios de reserva reportados por los Vendedores al Gestor. Esto se debe a que los Compradores están obligados a adquirir suministro para la Demanda Esencial, y los Vendedores son conscientes de que la demanda es menos sensible al precio en este caso.

Es común que, en los procesos de comercialización realizados hasta la fecha, a menos que haya excepciones, los Vendedores tienden a ofrecer precios más altos para la Demanda Esencial y precios más bajos para la Demanda No Esencial. "

Respuesta:

En la resolución definitiva se establece que los vendedores deberán declarar al Gestor del Mercado, para cada Fuente de Suministro, en cada Trimestre Estándar de negociación, el Precio de Reserva que utilizará en la aplicación del procedimiento de priorización para la atención de la Demanda Esencial establecido, en caso de que el vendedor utilice un proceso de comercialización con base en algún tipo de subasta o en general, de concurrencia simultánea de varios compradores. Dicha información podrá ser utilizada exclusivamente para efectos de seguimiento, vigilancia y control de las autoridades del sector, incluyendo la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la Superintendencia de Industria y Comercio.

Ver respuesta al comentario 3.14, al comentario 20.13 y al comentario 21.46.

22.24 Efigas SA ESP

"Con relación a lo dispuesto en el literal ""k"" del numeral 2 del Artículo 22, se hace necesario aclarar lo allí dispuesto con lo dispuesto en el literal ""d""., en la medida que puede crear confusión.

"En el caso de las Fuentes de Suministro que no son parte de las establecidas en el artículo 19 de la presente resolución, el precio del suministro del Trimestre Estándar para atender la Demanda Esencial corresponderá al precio de cierre de la subasta reglamentada en el Anexo 7 de la presente resolución, que se realice para ese mismo Trimestre Estándar, de acuerdo con lo establecido en el literal ""n"" siguiente. En caso de no existir cantidades disponibles para realizar la subasta, el precio de los contratos de suministro para atender la Demanda Esencial el precio de reserva que cada vendedor haya presentado al Gestor del Mercado será considerado como

D – 902 116 DE 2025 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 precio de cierre de la subasta, de acuerdo con lo establecido en el literal a. del presente numeral”.

Por su parte el literal “r” establece lo siguiente:

“En el caso mencionado en el literal “p” anterior, si para un punto de referencia no hay cantidades que excedan las necesidades de la demanda esencial para un trimestre y, por tanto, no haya desarrollo de comercialización de gas para la demanda diferente a la demanda esencial declarada requerida, el precio a aplicar en los contratos de suministro para la demanda esencial corresponderá al precio de reserva declarado al Gestor del Mercado, de acuerdo con el literal a. del presente numeral”.

Se sugiere plantear una alternativa acorde al mecanismo planteado, no vemos lógico que haya dos opciones tan diferentes para establecer el precio de suministro de la Demanda Esencial. La segunda alternativa, que es utilizar el precio de reserva como mencionamos antes, estaría más alineada con nuestra propuesta y podría respaldarse con razones objetivas. ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.29 y al comentario 21.23.

22.25 ENEL Colombia S.A. ESP

“Artículo 22. Mecanismo de Aseguramiento de la Demanda Esencial, MADE, atención Demanda No Esencial

De la revisión del articulado se pudo determinar que, para la atención de la Demanda No Esencial, el mecanismo MADE deja su posibilidad de atención en el final de todas las opciones y siempre sujeto a que existan o no remanentes después de atender a la Demanda Esencial, esto queda expresado en los numerales 1. MADE d) y 1 n) del Artículo 22, donde se habla de esta posibilidad haciendo la diferenciación por tipo de fuente (Acorde a la definición del Artículo 19).

En cualquiera de los dos caminos, ya sea porque el mecanismo arranca por puntos de referencia deficitarios o no deficitarios, el tratamiento para la Demanda No Esencial es la misma en el sentido de la oportunidad de la asignación (no importa el camino siempre estarán al final de la fila), lo que sin duda crea para cualquier agente económico que atienda este tipo de demanda la duda de si el Mercado Mayorista será capaz de resolver sus necesidades de suministro.

Si la señal regulatoria es que los agentes que atendemos a Demanda No Esencial, optemos por buscar otras formas de abastecernos para evitar que lleguemos a este mecanismo de asignación en un escenario de declaración de Déficit, entonces es probable que así se deba enunciar y soportar, como un mecanismo disuasor y por ende la normalidad del Mercado Mayorista de Gas, nuestras reglas vigentes, deberían mantenerse hasta que se haga una declaratoria de esta situación, lo cual debería llevar a que se reconsidere la aplicación del Numeral 1. de este artículo 22.

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

Si esa es la intención, la de incorporar una señal disuasoria, se hace necesario para crear un balance de oportunidades que en esta misma resolución la Comisión pudiera incorporar mecanismos que permitan o viabilicen iniciativas para que los agentes partícipes de la Demanda No Esencial logren conseguir ese abastecimiento, eso requiere de la Comisión pensar en habilitar la importación de suministro con miras a atender a la demanda que quedaría descubierta por el mecanismo y balancear que no existan prácticas anticompetitivas por parte de los agentes que continúan abasteciendo o siendo abastecidos por las fuentes actuales.

La experiencia en Combustibles Líquidos o en el mismo Gas Licuado del Petróleo en el país apunta a que cuando existe incapacidad en proveer una oferta nacional suficiente para los requerimientos totales del mercado deben existir alternativas dispuestas directamente por la nación o por los mismos agentes privados para lograr este abastecimiento, no se concibe como el segmento de la Demanda No Esencial pueda quedarse a la expectativa de cantidades remanentes sin tomar una acción o asumir un riesgo enorme. Por lo cual preguntamos:

- *¿Realmente la alternativa que se deja en los artículos 21 y 22 a los usuarios de Demanda No Esencial garantiza la consecución del suministro?*
- *¿Qué flexibilización sugiere la Comisión para dado el caso los usuarios parte de la Demanda No Esencial se organicen y consigan su propio suministro?*
- *¿Poner dentro del Artículo 21 la necesidad de poner a disposición cualquier cantidad IMPORTADA a disposición de la Demanda Esencial como CIDV o CIDVF permitiría que la Demanda No Esencial organizarse con miras a la consecución de su propio abastecimiento?*
- *¿Podría permitirse a los UNR y a la Demanda No Esencial establecer otra figura para conseguir su propio abastecimiento sin requerir que esas cantidades hagan parte de los mecanismos definidos en el Artículo 21 y 22?"*

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.54.

22.26 Gases de Occidente S.A. E.S.P.

"Si bien el objetivo de la CREG es garantizar el abastecimiento para la demanda esencial, en el articulado de la propuesta no es claro que los contratos resultantes de la aplicación del mecanismo MADE sean exclusivos para la atención de la demanda esencial.

En el acápite del Artículo 22 dispone que: "Para cada uno de los veinte (20) Trimestres Estándar posteriores a los anteriormente mencionados, es decir, para el Trimestre Estándar veintiuno (21) hasta el Trimestre Estándar con el que se cuente con información de PTDV de las declaraciones de producción que se realizan al Ministerio de Minas y Energía no se realizarán balances comerciales y el mecanismo de comercialización sin excepción ninguna, será el de negociación directa".

Consideramos que el plazo máximo de negociación debería ser quinquenal (20 Trimestres Estándar), plantear que se pueden adquirir compromisos para el Trimestre Estándar 21 y hasta el Trimestre Estándar 40, sin realizar balances y autorizando la negociación directa, desconoce la realidad del mercado y tiene como inconvenientes los siguientes:

D – 902 116 DE 2025 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

- Privilegia a los agentes y/o usuarios con mayor poder adquisitivo y con mayor certeza sobre el comportamiento de la demanda que atienden o que prevén tener. Sin certezas acerca del proceso de desregulación de usuarios que la CREG se plantea como objetivo en el largo plazo, solo algunos agentes y más que agentes, solo algunos usuarios que en la actualidad no son regulados podrían acceder a este privilegio;

- Permite que agentes y/o usuarios como los descritos previamente, copen una probable disponibilidad del gas reducida en el futuro y llevarían a una buena parte de la Demanda Esencial a procesos recurrentes de subastas centralizadas que de acuerdo con la CREG serán subastas inglesas o de reloj ascendente.

La CREG debería considerar en su papel de regulador, que los agentes existentes, así como los potenciales inversionistas, prefieren señales de mediano y largo plazo que le agreguen predictibilidad al marco regulatorio y a la evolución del mercado de gas, generando confiabilidad en el gas natural como un energético seguro y estable en el tiempo. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.25 y al comentario 21.58.

22.27 Gases de Occidente S.A. E.S.P.

"Se reiteran las observaciones previas en materia de balance de gas por Punto de Referencia, pues la realización del balance se vuelve determinante para establecer si realmente hay excedentes (negociación directa), o hay faltantes (subasta centralizada) en cada Punto de Referencia. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.59.

22.28 Gases de Occidente S.A. E.S.P.

"Con relación a los procesos de negociación directa, dispone la CREG en el literal a. del Artículo 22 del Proyecto de Resolución (primera etapa de negociación), lo siguiente:

"Primera etapa de negociación y registro de contratos... (...)

Como máximo en el vigésimo cuarto día hábil del trimestre de negociación, cada uno de los vendedores del punto de referencia deberá informar a los compradores que les presentaron solicitudes, si las cantidades totales que le fueron solicitadas por los compradores son superiores a las cantidades declaradas como PTDFV y/o CIDVF por el vendedor para el punto de referencia. Asimismo, se deberá informar a los compradores la manera en que se resolverá la asignación de la disponibilidad de PTDFV y/o CIDVF, cumpliendo con lo establecido en la Resolución CREG

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

080 de 2019 o aquellas que la modifiquen o sustituyan, así como los criterios establecidos en el artículo 42 de la presente resolución.

Como máximo en el vigésimo octavo día hábil del trimestre de negociación los vendedores deberán informar a los compradores las cantidades asignadas inicialmente.

Si a partir de lo anterior un comprador encuentra que no ha logrado contratar el total de las cantidades solicitadas a un vendedor, dicho comprador podrá enviar a los demás vendedores de ese mismo Punto de Referencia, solicitudes de compra para negociar y lograr el suministro de las cantidades requeridas declaradas en el literal e. del numeral 1 del artículo 21 de la presente resolución, que aún no ha contratado". (Subrayado Fuera de Texto).

Las previsiones contenidas en estos apartes (ver subrayado) parten del supuesto que el balance de gas realizado por el Gestor fue incorrecto y el Punto de Referencia en cuestión en teoría excedentario (de allí el inicio de la negociación directa), en la práctica resultó deficitario y debió iniciarse la subasta centralizada.

Consideramos que el problema parte en el hecho que la CREG, no solo le está pidiendo a los Compradores que presenten sus requerimientos de suministro en un Punto de Referencia, sino que le está pidiendo que preseleccione a un Vendedor específico en ese Punto de Referencia. Lo anterior carece de sentido en la medida en que el balance en el Punto de Referencia agrega las ofertas de todos los Vendedores y la demanda de todos los Compradores, que difiere de un balance que considere la oferta de un Vendedor y la demanda que los Compradores le presenten a este Vendedor en particular.

Cuando los Compradores reportan sus requerimientos de demanda en un Punto de Referencia, le están solicitando oferta a todos los Vendedores relacionados con ese Punto. "

Respuesta:

Parra la propuesta publicada, es claro que el balance comercial se basa en la oferta agregada de todos los vendedores que cuentan con Fuentes de Suministro en el punto de referencia y la demanda agregada de todos los compradores en ese mismo punto de referencia. Evidentemente, si hay más de una Fuente de Suministro en el mismo punto de referencia, que puede corresponder a un mismo vendedor o a vendedores diferentes, las solicitudes de compra no tienen que dirigirse a una sola Fuente de Suministro ni a un solo vendedor, si es que hay varios de ellos en el punto de referencia. Las solicitudes de compra se pueden dirigir a varias Fuentes de Suministro que son ofertadas por un solo vendedor o por varios vendedores.

Ahora, si por alguna circunstancia razonable, todas las solicitudes de compra fuesen dirigidas a la misma Fuente de Suministro, para esa Fuente podría haber un balance específico deficitario. En ese caso, los compradores deberán dirigirse a comprar el faltante en las demás Fuentes de Suministro, pues la suma de las cantidades de esas fuentes necesariamente cuentan con oferta suficiente para atender todas las solicitudes de compra de faltantes, porque de otro modo, no se habría obtenido un balance superavitario en ese punto de referencia.

Lo que se quiere evitar de fondo con el orden propuesto, es que un mismo comprador no envíe solicitudes de compra, para una sola Fuente de Suministro o para varias de ellas, cuya suma

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

total sea superior a la cantidad declarada para efectos de que se realizara el balance comercial en el punto de referencia. De ocurrir así, las solicitudes totales de compra iniciales de la suma de todos los compradores, resultarían siendo superiores a la oferta total agregada del punto de referencian, lo que llevaría a una presión al alza del precio de todas las fuentes del punto de referencia, provocada artificialmente porque las compras totales finales no corresponderán a las cantidades totales solicitadas.

En resumen, lo que se buscaba con la propuesta inicial era que los Compradores puedan presentar en forma inicial sus requerimientos de demanda en un Punto de Referencia, para uno o varias Fuentes de Suministro y para uno o varios vendedores que representen esas mismas Fuentes de Suministro, si así lo consideran necesario, siempre que no repitan cantidades solicitadas para diferentes Fuentes de Suministro. Después de esas solicitudes iniciales, ya será luego posible que los compradores presenten solicitudes para las demás Fuentes de Suministro repitiendo las cantidades faltantes.

Ver respuesta al comentario 22.21.

22.29 Gases de Occidente S.A. E.S.P.

“Con respecto a lo dispuesto en el literal d. del Artículo 22 del Proyecto de Resolución, solicita a la CREG aclarar lo allí dispuesto, que dice: “En caso de no registrarse un contrato para atender la Demanda Esencial resultante del mecanismo establecido en el presente numeral, las cantidades para atender la Demanda Esencial entre el vendedor y el comprador podrán ser utilizadas para atender la demanda diferente a la Demanda Esencial”. No es claro ni el alcance, ni el sentido de lo que aquí se dispone y aunque el Gestor y otros agentes podrían entender lo que aquí se plantea, no es el caso nuestro.”

Respuesta:

En el texto transcrito del literal d. del numeral 1 del artículo 22, que aplica cuando el trimestre de ejecución es superavitario, se dice: *“En caso de no registrarse un contrato para atender la Demanda Esencial resultante del mecanismo establecido en el presente numeral, las cantidades para atender la Demanda Esencial entre el vendedor y el comprador podrán ser utilizadas para atender la demanda diferente a la Demanda Esencial”*.

Con el texto anterior se buscaba dejar claro que, siendo posible por virtud del procedimiento establecido, inicialmente un vendedor haya hecho una asignación de cantidades de gas a un comprador para atender usuarios que hacen parte de la Demanda Esencial, es posible que finalmente no se concrete o suscriba el contrato de suministro. A partir de dicha posibilidad, se permite que esas cantidades podrán ser ofrecidas por el mismo vendedor a ese mismo comprador o a otro comprador, para atender Demanda que no es parte de la Demanda Esencial, puesto que el balance fue superavitario. El texto podría parecer innecesario y que se sobre entiende, pero se preserva el criterio de dar la mayor especificación posible.

En la resolución definitiva se retiran los textos propuestos, pues no se requieren ante la simplificación del proceso.

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

Ver respuesta al comentario 22.13.

22.30 Gases de Occidente S.A. E.S.P.

"En lo referente a los Trimestres Estándar definidos por la Comisión: Trimestres Estándar, Trimestre Estándar de ejecución y Trimestre Estándar de negociación, estamos de acuerdo con el primero y el tercero, es decir, resultan razonables los Trimestres Estándar adoptados por la CREG (diciembre a febrero, marzo a mayo, junio a agosto y septiembre a noviembre de cada año de gas), en la medida en que resultan compatibles con la evolución y los requerimientos de demanda del sector termoeléctrico y otras demandas marcadamente estacionales. Así mismo, resulta razonable que se realicen trimestralmente procesos de comercialización, es decir, Trimestres Estándar de negociación que brindan la flexibilidad necesaria tanto para cubrir la demanda de suministro de los agentes y la demanda existentes, como para cubrir la demanda de nuevos agentes y nueva demanda no prevista. Sin embargo, reiteramos nuestra propuesta en el sentido que los períodos de ejecución/contratación puedan superar el Trimestre Estándar de ejecución, como se sugirió previamente y se retrotrae y complementa a continuación:

2) La Demanda Esencial correspondiente al GNCV, suscriba contratos para cubrir dicha demanda durante períodos mínimos de un año (4 Trimestres Estándar). Esta demanda es más inestable que la comprendida en el numeral anterior y hace parte del segmento de usuarios no regulados;

3) La Demanda Esencial correspondiente al Refinerías, con la excepción prevista, suscriba contratos por el período de tiempo que les resulte conveniente, o por Trimestre Estándar si la CREG lo considera pertinente; y 4) La Demanda No Esencial suscriba contratos por el período de tiempo que les resulte conveniente, o por Trimestre Estándar si la CREG lo considera pertinente. Aunque entendemos que la CREG busca compatibilizar las negociaciones y/o la asignación trimestral de la capacidad de transporte previstas en la Resolución CREG 185 de 2020, con los procesos de comercialización de suministro, creemos, de acogerse nuestra propuesta, que sean los procesos de negociación y/o asignación de la capacidad de transporte los que se ajusten a lo aquí recomendado. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.25.

22.31 Gases de Occidente S.A. E.S.P.

"El precio para la demanda esencial no debería depender de una subasta. El precio de reserva reportado por los Vendedores ante el Gestor, en orden creciente de mérito de precios, debe ser el precio al que se suscriban los contratos de suministro destinados a abastecer la Demanda Esencial. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.29 y al comentario 21.23.

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

22.32 Gases de Occidente S.A. E.S.P.

"El literal d. del numeral 2 dispone que: "El Gestor del Mercado descontará, para el Punto de Referencia identificado y a más tardar el vigésimo día hábil del Trimestre Estándar de negociación, la suma de las cantidades trimestrales que los vendedores de gas de todos los Puntos de Entrega de las Fuentes de Suministro en ese Punto de Referencia, pueden negociar con destino a la atención de la Demanda Esencial, teniendo en cuenta la información entregada por los compradores, de acuerdo con lo dispuesto en el literal e. del numeral 1 anterior. Dichas cantidades descontadas se distribuirán para ese Punto de Referencia de la manera descrita en los literales e., f., g, h. e i. siguientes".

Consideramos que, en una situación de déficit en cualquier Punto de Referencia y cualquier Trimestre Estándar de negociación, no puede considerarse como alternativa para contratar suministro con destino a cubrir la Demanda Esencial la negociación directa. Una negociación en un contexto de oferta de gas insuficiente no puede denominarse como tal. Podrían inclusive registrarse precios superiores a los precios de reserva reportados por los Vendedores al Gestor debido a la obligatoriedad de los Compradores a adquirir suministro para esta demanda y conscientes los Vendedores de su relativa inelasticidad con respecto al precio. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.14, al comentario 22.9 y al comentario 22.23.

22.33 Gases de Occidente S.A. E.S.P.

"Literal d. Se dispone que la Demanda Esencial se descuenta de cada Punto de Referencia y esta sería objeto de negociación. No es claro si el término "negociación" hace referencia a negociación directa, como lo interpretamos atrás, o dicho termino debe ser eliminado o sustituido por otro que resulte coherente con lo dispuesto en el literal k. transcrito y subrayado.

En todo caso, si lo que impera es la disposición del literal k. no encontramos razonable que, para la determinación del precio de suministro para cubrir la Demanda Esencial, existan dos alternativas tan dispares como las planteadas. La segunda alternativa, el uso del precio de reserva como lo indicamos previamente, estaría en línea con nuestra propuesta y puede fundamentarse en razones objetivas. "

Consideramos que el precio de suministro de la Demanda Esencial no regulada (Estaciones de Compresión del STN, GNCV y Refinerías) afecta servicios que son transversales al sector de gas, caso Estaciones de Compresión del STN, o afecta servicios que son transversales a toda la economía, caso GNCV y Refinerías. La CREG debería propender por minimizar, hasta donde sea factible, el precio de suministro de gas para estos usuarios, que como establecen normas vigentes de mayor jerarquía, hacen también parte de la Demanda Esencial, por razones que no resultan arbitrarias. Así como asegurar precios de mercado eficientes que eviten destruir demanda tanto regulada como no regulada, que conlleven a incrementar los costos de prestación

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

del servicio en los segmentos de transporte y distribución, por lo cual, el mecanismo de subasta propuesto no resulta ser el adecuado para este propósito. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.14, al comentario 22.9 y al comentario 22.23.

22.34 GASES DEL CARIBE

"Se pregunta: ¿al que se hace relación, se involucran todos los campos con independencia de su condición? "

Respuesta:

No es específica la pregunta que se presenta en el comentario. En cuanto al procedimiento de priorización de la Demanda Esencial para la contratación de la ejecución en un Trimestre Estándar que presenta un balance comercial deficitario, su aplicación es obligatoria para todo tipo de Fuente de Suministro, sin excepción o condición alguna.

22.35 GASES DEL CARIBE

"Literal a. del numeral 1. Entendemos que lo establecido en el texto mencionado se basa en la premisa de que el balance efectuado por el gestor era superavitario en lugar de deficitario, lo que llevó a la necesidad de una subasta centralizada. Esta circunstancia surge debido a que no solo se solicita a los Compradores que presenten sus necesidades de suministro en un Punto de Referencia, sino que también se les exige preseleccionar a un Vendedor específico en dicho Punto de Referencia. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 22.28.

22.36 GASES DEL CARIBE

"Literal d. del numeral 2. Creemos que en una circunstancia de déficit, no resulta viable considerar la negociación directa como una alternativa para asegurar el suministro destinado a satisfacer la Demanda Esencial. Una negociación en un entorno de escasez de oferta de gas carece de las características propias de una verdadera negociación. Existe la posibilidad de que los precios sean incluso mayores que los precios de reserva reportados por los Vendedores al Gestor, ya que los Compradores están obligados a adquirir suministro para esta demanda y los Vendedores son conscientes de la relativa inelasticidad con respecto al precio de los Compradores. Por lo anterior, proponemos que para estas situaciones, el precio de adjudicado sea el precio de reserva de los Vendedores. "

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 al comentario 22.32.

22.37 GASES DEL CARIBE

"Literal a. del numeral 1. ¿Qué ocurre si en efecto se presenta una demanda que no se contrató?"

Respuesta:

En la propuesta de resolución se establecían los efectos de una demanda no contratada, ya sea cuando hay balance comercial superavitario (literal d. del numeral 1 del artículo 22) o cuando hay balance comercial deficitario (literal n. del numeral 2 del artículo 22).

Ver respuesta al comentario 3.14 y al comentario 22.29.

22.38 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:

En la resolución definitiva se incluye un Anexo en el que se especifica el proceso de priorización de la Demanda Esencial, en la que ya el Gestor del Mercado no interviene en la asignación de cantidades entre las partes de los contratos.

Ver respuesta al comentario 3.14, al comentario 20.13, al comentario 21.20 y al comentario 21.46.

22.39 GASES DEL CARIBE

"Literal p. del numeral 2: En el documento soporte, no hemos encontrado los argumentos ni las justificaciones que respalden la decisión de la CREG de no excluir a toda la Demanda Esencial de la subasta, limitándose únicamente a excluir la porción correspondiente a usuarios regulados.

Respuesta:

En el último inciso del numeral 2.2.3 del documento CREG-702 003 de 2023, soporte del Proyecto de Resolución CREG 702 003 de 2023, que desarrolla parte de la definición del

D – 902 116 DE 2025 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

problema a atender con la propuesta regulatoria, se hace mención de la diferenciación que se presenta entre los diferentes usuarios que hacen parte de la Demanda Esencial. Así, se establece que:

“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.”

Asimismo, en el numeral 4.11.2, que es parte del desarrollo de la propuesta, es específica que:

“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 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.”

En la resolución definitiva se mantiene un procedimiento de priorización que se basa en los mismos argumentos, en cuanto a ser tomador de Precio de Reserva en el caso de la demanda regulada de la Demanda Esencial, ser tomador de Precio de Cierre en el caso de demanda no regulada de Demanda Esencial o ser participantes de la subasta en el caso de la demanda no regulada de la Demanda Esencial.

Ver respuesta al comentario 21.29.

22.40 GESTOR DEL MERCADO

“Se sugiere ampliar el plazo establecido en el parágrafo 5 referente al ejercicio de simulación por parte del Gestor, teniendo en cuenta que se requiere desarrollar un proyectos tecnológico que

D – 902 116 DE 2025 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

satisfagan la necesidad requerida. Se sugiere que el plazo sea 3 meses desde la expedición definitiva de la norma. ”

Respuesta:

En la resolución definitiva se establece un cronograma más simplificado, que a la fecha se ha ido desarrollando poco a poco con respecto a la información de oferta de gas, en donde faltaría el desarrollo para la declaración de cantidades de compra de los compradores del Mercado primario.

Se considera que el lapso que transcurre entre la publicación de la resolución definitiva y el primer Trimestre Estándar de negociación es suficiente para los desarrollos pendientes tecnológicos.

Asimismo, en la resolución definitiva se establece la obligatoriedad al Gestor del Mercado de coordinar y adelantar un ejercicio de simulación de la realización de un balance comercial con todas las etapas que lo desarrollan, antes del inicio del primer Trimestre Estándar de negociación.

Ver respuesta al comentario 22.2.

22.41 GESTOR DEL MERCADO

“Para el numeral 1 de Negociación y/o asignación de PTDF y CIDF cuando el balance comercial sea excedentario, por eficiencia en el registro de los contratos ante el Gestor de Mercado de estas negociaciones directas entre los agentes, se sugiere considerar una sola estancia del registro de los contratos estableciendo la obligatoriedad para que se registre al finalizar la etapa del numeral b el cuadragésimo tercer día hábil del trimestre de negociación. ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.2.

22.42 GESTOR DEL MERCADO

“Para el inciso d de numeral 2 se sugiere referenciar el reporte de la demanda esencial a la declaración de los numerales c-e del artículo 21; lo anterior pues se entiende que el texto hace referencia a Negociación y/o asignación de PTDF y CIDF cuando el balance comercial sea excedentario del artículo 22. ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 22.38.

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

22.43 GESTOR DEL MERCADO

"Para el párrafo 4 inciso a del numeral 1, sugerimos revisar referencia a "numeral 1 del artículo 21", pues en este artículo no se observa dicho numeral. "

Respuesta:

En la resolución definitiva se eliminan las referencias no requeridas por la simplificación del cronograma propuesto.

22.44 GESTOR DEL MERCADO

"Sugerimos que en caso que el trigésimo séptimo día hábil del Trimestre Estándar de negociación no se registren los contratos, se establezca un plazo adicional para el registro de contratos producto de la reasignación de cantidades. Lo anterior debe considerar que la subasta que en caso de no registro dichas cantidades pasarán a ser parte de las cantidades a subastar, de acuerdo con el procedimiento de subasta reglamentado en el Anexo 7 de la presente resolución. "

Respuesta:

En la resolución definitiva y debido a los ajustes realizados, no se encuentra necesario implementar la propuesta realizada en el comentario.

22.45 HOCOL S.A.

"Con respecto a la propuesta del Mecanismo de Aseguramiento de la Demanda Esencial nos permitimos amablemente sugerir que teniendo en cuenta el impacto que este mecanismo puede tener en la Demanda No Esencial, y que resultaría contrario a los propósitos de la regulación económica con respecto a propender por la liquidez y crecimiento de los mercados, se busque simplificar la aplicación y entendimiento de dicho mecanismo, de forma que se maneje situaciones de déficit sin generar impactos irreversibles en el mercado. A continuación, se presentan algunas sugerencias encaminadas a cumplir este propósito de simplificación y claridad como:

- Incluir una propuesta metodológica que permita a los distintos agentes previamente validar las variables y consideraciones en la definición de los Puntos de Referencia, así como en la construcción de las curvas de demanda, optimizando su implementación una vez entren en vigor las modificaciones propuestas y mitigando cualquier distorsión de la información o comportamientos que perjudiquen la transparencia de la operación del mecanismo o induzcan abusos de poder de mercado por duplicidad de información. "

Respuesta:

En la resolución definitiva se permiten las negociaciones directas de todo tipo de Fuentes de Suministro, con la inclusión de reglas adicionales de transparencia en los mecanismos de

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

comercialización que establezcan los vendedores del Mercado primario, buscando el mejor balance para aumentar la eficiencia de la contratación resultante. De tal modo que un vendedor pueda desarrollar una estrategia de comercialización diferente a otro vendedor, en virtud de las diferencias que existen entre los vendedores, como son por ejemplo, la ubicación de sus Fuentes de Suministro, los diferentes tipos de Fuentes de Suministro que presenta cada vendedor, el tipo de usuario que solicita cantidades de compra, etc.

Ver respuesta al comentario 3.14, al comentario 15.1 y al comentario 19.2.

22.46 HOCOL S.A.

“- Reducir los periodos de negociación a los primeros doce (12) Trimestres Estándar, manteniendo la obligación de declaración por los veinte (20) trimestres, lo que permite manejar las perspectivas de déficit en periodos de 3 años, garantizando el acceso al suministro a la Demanda Esencial por un lapso que ya se encuentra asimilado en el mercado y no impacta de la misma manera a la Demanda No Esencial o incluso desincentiva el desarrollo de nueva demanda en el largo plazo. Igualmente permite continuar con la Negociación Directa como mecanismo principal y reducir la ejecución de una subasta que podría presentar diversos retos tecnológicos y de manejo simultaneo para los agentes. ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.25.

22.47 HOCOL S.A.

“- Modificar la subasta simultanea de reloj ascendente a una subasta secuencial por tipo de producto, dando prioridad al CF95, ya que para los agentes asegurar su portafolio de abastecimiento bajo esta multiplicidad de variables podría resultar poco eficiente e incluso inmanejable. ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 15.1.

22.48 HOCOL S.A.

“- Establecer que la simulación de este mecanismo se lleve a cabo previo a la publicación definitiva y no dentro del mes siguiente, incluyendo i) talleres de construcción de los balances comerciales que presumen una coordinación e integración con los sistemas de transporte y su remuneración, que no se compadece con la realidad del mercado colombiano; ii) simulaciones de la subasta simultanea de varios tipos de contratos y fuentes, ya que como está diseñada puede generar inconvenientes para los agentes con el manejo de esta simultaneidad y el abastecimiento de sus necesidades de gas; y iii) simulación del funcionamiento del mecanismo en escenario superavitarios y deficitarios. Lo anterior daría la oportunidad al mercado de entender

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

mejor el funcionamiento integral del mecanismo, así como permitiría validar las premisas y supuestos considerados, y por ende capturar oportunidades de ajuste que incrementen la eficiencia y eficacia del MADE. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 5.3 y al comentario 22.40.

22.49 MC2 SAS ESP

"Mecanismo de Aseguramiento de la Demanda Esencial, MADE. Numeral 1, Literal a). En relación con la expresión ""o a los vendedores de un mismo Punto de Referencia"" sería pertinente, dentro del análisis realizado por la CREG, clarificar en qué campos que pudieran ubicarse en un mismo punto de referencia (por ejemplo, geográficamente) se presenta una pluralidad de vendedores.

La realidad del mercado de gas colombiano refleja la concentración de la oferta y la inexistencia de una pluralidad real de oferentes.

En consecuencia, no es claro para todo el procedimiento MADE cómo este puede desarrollarse bajo premisas teóricas y no prácticas y realistas, que no consideren la concentración actual de la oferta. Numeral 1, Literal a). "

Respuesta:

En el texto completo del proyecto publicado se señala lo siguiente:

"(...) a partir del vigésimo día hábil del trimestre de negociación, los compradores señalados en el artículo 17 de la presente Resolución deberán enviar con plazo máximo el vigésimo segundo día hábil del trimestre de negociación, al vendedor o a los vendedores de un mismo Punto de Referencia que el comprador quiera considerar, (...)"
(subrayado con resaltado fuera de texto)

Es claro entonces que la CREG previó que, en un punto de referencia, podría haber un solo vendedor o un número plural de vendedores.

La regulación de la CREG se escribe buscando abarcar el mayor ámbito de posibilidades en la que se debe aplicar, incluyendo aquellas situaciones que actualmente no se presentan pero que en el futuro se podrían presentar. Así, la regulación seguirá siendo aplicable así se presenten en el futuro cambios en las situaciones actuales que, por textos limitados en la resolución definitiva, no quedan previstas.

Cuando se elaboró el Proyecto de Resolución era, y sigue siendo razonable, asumir que en el futuro se presenten varios vendedores en un punto de referencia, a pesar de que actualmente solo existiese un vendedor. Ello es así porque, como se explicó en el documento CREG-702 003 de 2023, los puntos de referencia iniciales deberían irse agregando para obtener menos puntos como resultado de los proyectos de expansión del SNT, incluyendo el desarrollo de los proyectos

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

IPAT. es por ello que en el documento soporte en mención se incluyó un ejemplo explicado con detalle en el numeral 4.11.1 que mostraba la evolución de agregación de los puntos de referencia cuyo concepto se propuso usar inicialmente. Adicionalmente en la propuesta de resolución se estableció que un punto de referencia podía agregar varios Puntos de Entrega, que un Punto de Entrega podía agregar varias Fuentes de Suministro y que una condición necesaria para establecer un punto de referencia con esas agregaciones era 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 SNT. Con estas condiciones dadas la previsión razonable de la CREG era que, en un punto de referencia así determinado, lo más posible era que habría más de un vendedor incluido.

No sobra advertir que hay campos de producción de gas natural que presentan más de un socio que comercializa en forma independiente el gas producido en el campo, así como que, al menos de acuerdo con las publicaciones de potenciales de producción que realiza el Ministerio de Minas y energía, en Colombia se cuentan con 21 vendedores potenciales de gas natural producido en Colombia en el Mercado primario, que declaran PTDV.

Ver respuesta al comentario 3.14.

22.50 MC2 SAS ESP

"Mecanismo de Aseguramiento de la Demanda Esencial, MADE. Numeral 1, Literal a). Establece que "" Si a partir de lo anterior un comprador encuentra que no ha logrado contratar el total de las cantidades solicitadas a un vendedor, dicho comprador podrá enviar a los demás vendedores de ese mismo Punto de Referencia, solicitudes de compra para negociar y lograr el suministro de las cantidades requeridas declaradas en el literal e. del numeral 1 del artículo 21 de la presente resolución, que aún no ha contratado"".

Se sugiere a la CREG incluir en su análisis las razones económicas, jurídicas y de mercado que lo llevan a crear un mecanismo que sugiere la pluralidad de oferentes en un mercado absolutamente concentrado. Y, en cualquier caso, a adecuar el procedimiento y el lenguaje

Como se viene mencionando con anterioridad, la realidad del mercado de gas colombiano no permite que haya una pluralidad de oferentes y vendedores primarios en un mismo punto de referencia. No se entiende, en la práctica, ¿cómo podrán los compradores acudir a una pluralidad de oferentes que no existen para acceder a las cantidades de gas demandadas? Si bien, en cada punto de referencia podría existir una pluralidad de Fuentes de Suministro, no necesariamente esto implica una pluralidad de oferentes/vendedores. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 22.49.

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

22.51 Naturgás

"En el mecanismo de aseguramiento de la demanda esencial (MADE) se establece, entre otros aspectos, que cuando hay déficit en un trimestre se realizan subastas en las que la demanda esencial es tomadora de precio, o toma el precio de reserva si no hay cantidades para subasta.

Al respecto se advierte que puede suceder que bajo ciertas circunstancias el precio de la subasta sea muy alto y signifique un precio oneroso para la demanda esencial, e incluso un precio inviable para demanda como la industrial. Ante esto proponemos estudiar alternativas que eviten o mitiguen la posibilidad de precios onerosos o inviables para la demanda esencial e industrial. Por ejemplo, se podría explorar la alternativa de fijar el precio de reserva para demanda esencial e industrial, o realizar subasta por etapas según disponibilidad de pago de los participantes.

No sobra anotar que precios muy altos son inviables para demanda como la industrial, demanda que en muchos casos tiene combustibles sustitutos y por tanto saldría del sistema de gas con las consecuencias que esto tendría en empleo, en competitividad y ambientalmente si hay sustitución por energéticos menos limpios.

Adicionalmente, los usuarios industriales han sido parte fundamental del desarrollo y fortalecimiento del sector del gas natural al haber contribuido a la expansión y a la competitividad del mercado de gas. Hoy la demanda industrial representa el 30% de la demanda de gas en el país sustituyendo energéticos como el carbón y el diésel. Esta demanda, junto con la demanda esencial, puede considerarse la demanda base del sector o demanda que no depende de coyunturas como la del fenómeno de El Niño. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 22.9.

22.52 Naturgás

"Consideramos que la participación en el MADE de generadores térmicos que respalden obligaciones de energía firme (OEF) con gas natural generaría duplicidad de demanda afectando artificialmente los precios en el proceso de asignación del MADE bien sea por subasta o por negociación bilateral. Por tanto, sugerimos limitar la participación en el MADE de los generadores térmicos que respalden OEF con gas natural que ya tengan contratado. "

Respuesta:

Las OEFs de los agentes del sector térmico normalmente se cubren con contratos de la modalidad opción de compra de gas, OCG. Dicha modalidad se caracteriza por tener una condición de ejecución que limita significativamente la disponibilidad del suministro de gas en cualquier momento, de modo de que, si no se cumple la condición, el agente térmico no contará con su disponibilidad. Es decir, para el despacho de la generación del sector eléctrico, al agente térmico no le sirve contar con un contrato de la modalidad OCG, a menos que se esté cumpliendo su condición de ejecución.

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

Es por ello que no se encuentra razonable no permitir, en una negociación de suministro, la participación de un agente térmico que desea comprar cantidades para ejecución de modalidades contractuales diferentes a la OCG.

Ver respuesta al comentario 21.47 y al comentario 21.54.

22.53 PROMIGÁS

“Consideramos inconveniente que los Compradores presenten sus requerimientos de suministro en un Punto de Referencia junto con una preselección del Vendedor específico en ese Punto de Referencia. Lo anterior carece de sentido en la medida que el balance en el Punto de Referencia agrega las ofertas de todos los Vendedores y la demanda de todos los Compradores, que difiere de un balance que considere la oferta de un Vendedor y la demanda que los Compradores le presenten a este Vendedor en particular.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 22.28.

22.54 PROMIGÁS

“En el caso en que se presente un balance deficitario, el mecanismo propone que a la Demanda Esencial se le asigne el precio resultante de la subasta centralizada. Sobre este punto consideramos que, la Demanda Esencial debe ser abastecida a un precio de suministro diferencial y no ser sometida, ni siquiera parcialmente, al proceso de rondas de la subasta inglesa o de reloj ascendente y no se le fije en ningún caso un precio igual al “precio de adjudicación”, definido este último como “el precio que pagarán los compradores por el gas natural adjudicado a través de la subasta. Corresponde al precio de cierre de la última ronda de la subasta o al precio con el cual los compradores habilitados no reducirían cantidades de producto, según sea el caso”. ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 22.9.

22.55 SPEC

"Se respalda la propuesta incluida en el numeral 5 del artículo 24 en la que el Comercializador de gas importado podría fijar precios variables que utilicen como referencia índices internacionales. Un Comercializador de gas importado se encuentra limitado para garantizar un precio fijo de suministro considerando que los contratos de GNL se indexan con indicadores internacionales (Henry Hub - HH, TTF, JKM, NBP, Brent, por mencionar algunos) y los precios finales están ligados a una fórmula con componentes variables que fluctúan diariamente.

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

Sin embargo, la propuesta del regulador que permite la fijación de precios variables aplica únicamente para negociaciones directas. Por lo tanto, es necesario que la CREG especifique que se puede fijar precios variables para el caso de contratos que surjan a partir de los mecanismos de concurrencia ejecutados por el Comercializador de gas importado cuando existan situaciones de déficit en el balance comercial. "

Respuesta:

En la resolución definitiva se flexibilizan las condiciones de actualización del precio inicial del contrato, tanto para la venta de gas de origen nacional como para la venta del gas importado.

Ver respuesta al comentario 19.2.

22.56 SURTIGÁS

"• Con relación a los procesos de negociación directa, dispone la CREG en el literal a. del Artículo 22 del Proyecto de Resolución (primera etapa de negociación), lo siguiente:

"Primera etapa de negociación y registro de contratos...

(...)

Como máximo en el vigésimo cuarto día hábil del trimestre de negociación, cada uno de los vendedores del punto de referencia deberá informar a los compradores que les presentaron solicitudes, si las cantidades totales que le fueron solicitadas por los compradores son superiores a las cantidades declaradas como PTDFV y/o CIDVF por el vendedor para el punto de referencia. Asimismo, se deberá informar a los compradores la manera en que se resolverá la asignación de la disponibilidad de PTDFV y/o CIDVF, cumpliendo con lo establecido en la Resolución CREG 080 de 2019 o aquellas que la modifiquen o sustituyan, así como los criterios establecidos en el artículo 42 de la presente resolución.

Como máximo en el vigésimo octavo día hábil del trimestre de negociación los vendedores deberán informar a los compradores las cantidades asignadas inicialmente.

Si a partir de lo anterior un comprador encuentra que no ha logrado contratar el total de las cantidades solicitadas a un vendedor, dicho comprador podrá enviar a los demás vendedores de ese mismo Punto de Referencia, solicitudes de compra para negociar y lograr el suministro de las cantidades requeridas declaradas en el literal e. del numeral 1 del artículo 21 de la presente resolución, que aún no ha contratado". (Subrayado Fuera de Texto).

Las previsiones contenidas en estos apartes (ver subrayado) parten del supuesto de que el balance de gas realizado por el Gestor fue incorrecto y el Punto de Referencia en cuestión en teoría excedentario (de allí el inicio de la negociación directa), en la práctica resultó deficitario y debió iniciarse la subasta centralizada.

Consideramos inconveniente que los Compradores no solo presenten sus requerimientos de suministro en un Punto de Referencia, sino que preseleccionen a un Vendedor específico en ese

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

Punto de Referencia. Lo anterior carece de sentido en la medida que el balance en el Punto de Referencia agrega las ofertas de todos los Vendedores y la demanda de todos los Compradores, que difiere de un balance que considere la oferta de un Vendedor y la demanda que los Compradores le presenten a este Vendedor en particular. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 22.21 y al comentario 22.28.

22.57 SURTIGÁS

"• Cuando los Compradores reportan sus requerimientos de demanda en un Punto de Referencia, le están solicitando oferta a todos los Vendedores relacionados con ese Punto. En contraste, un mismo Comprador puede presentar su requerimiento a múltiples vendedores, lo cual deriva en una multiplicación aparente de la demanda. Con respecto a lo dispuesto en el literal d. del Artículo 22 del Proyecto de Resolución, solicita a la CREG aclarar lo allí dispuesto, que dice:

"En caso de no registrarse un contrato para atender la Demanda Esencial resultante del mecanismo establecido en el presente numeral, las cantidades para atender la Demanda Esencial entre el vendedor y el comprador podrán ser utilizadas para atender la demanda diferente a la Demanda Esencial".

No es claro ni el alcance ni el sentido de lo que aquí se dispone y aunque el Gestor y otros agentes podrían entender lo que aquí se plantea, no es el caso nuestro. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 22.29.

22.58 SURTIGÁS

"Literal c del numeral 2. La Demanda Esencial debe ser abastecida a un precio de suministro diferencial y no ser sometida, ni siquiera parcialmente, al proceso de rondas de la subasta inglesa o de reloj ascendente y no se le fije en ningún caso un precio igual al "precio de adjudicación", definido este último como "el precio que pagarán los compradores por el gas natural adjudicado a través de la subasta. Corresponde al precio de cierre de la última ronda de la subasta o al precio con el cual los compradores habilitados no reducirían cantidades de producto, según sea el caso". "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.29 y al comentario 21.23.

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

22.59 SURTIGÁS

“Literal d. del numeral 2. Consideramos que, en una situación de déficit en cualquier Punto de Referencia y cualquier Trimestre Estándar de negociación, no puede considerarse como alternativa para contratar suministro con destino a cubrir la Demanda Esencial la negociación directa. Una negociación en un contexto de oferta de gas insuficiente no puede denominarse como tal. Podrían inclusive registrarse precios superiores a los precios de reserva reportados por los Vendedores al Gestor debido a la obligatoriedad de los Compradores a adquirir suministro para esta demanda y conscientes los Vendedores de su relativa inelasticidad con respecto al precio.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 22.32.

22.60 SURTIGÁS

“En línea con la sugerencia que estamos presentando para definir los precios de suministro de la Demanda Esencial, de tener acogida la propuesta, tendrían que ajustarse los literales e., f., h., i. y m. del numeral 2 del Artículo 22 del Proyecto de Resolución.”

Respuesta:

Ver repuesta al comentario 22.9.

22.61 SURTIGÁS

"Literal k y literal r. del numeral 2. Solicitamos se aclare lo allí dispuesto y su consonancia con lo dispuesto en el literal d., en la medida que puede crear confusión.

En el literal d. previamente mencionado, se dispone que la Demanda Esencial se descuenta de cada Punto de Referencia y está sería objeto de negociación. No es claro si el término “negociación” hace referencia a negociación directa, como lo interpretamos atrás, o dicho termino debe ser eliminado o sustituido por otro que resulte coherente con lo dispuesto en el literal k. transcrito y subrayado.

En todo caso, si lo que impera es la disposición del literal k. no encontramos razonable que para la determinación del precio de suministro para cubrir la Demanda Esencial, existan dos alternativas tan dispares como las planteadas. "

Respuesta:

Ver repuesta al comentario 22.9.

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

22.62 SURTIGÁS

"Literal p. No encontramos en el documento soporte los argumentos o las razones por las cuales la CREG no excluye de la subasta a toda la Demanda Esencial y solo excluye la Demanda Esencial correspondiente a usuarios regulados.

Consideramos que el precio de suministro de la Demanda Esencial no regulada (Estaciones de Compresión del STN, GNCV y Refinerías) afecta servicios que son transversales al sector de gas, caso Estaciones de Compresión del STN, o afecta servicios que son transversales a toda la economía, caso GNCV y Refinerías. La CREG debería propender por minimizar hasta donde sea factible el precio de suministro de gas para estos usuarios, que como establecen normas vigentes de mayor jerarquía, hacen también parte de la Demanda Esencial, por razones que no resultan arbitrarias. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 22.39.

22.63 TERMONORTE S.A.S. E.S.P.

"Según lo dispuesto en el Artículo 22 del Mecanismo de Aseguramiento de Demanda Esencial - MADE, el cual enfoca la asignación de suministro en los Trimestres Estándar en los que la demanda excede la oferta, solicitamos a la Comisión incluir la atención de la Demanda Térmica en esta priorización al mismo nivel que la Demanda Esencial. Esta solicitud tiene como objetivo permitir a los Agentes Generadores adquirir suministro en el Mercado Primario para cumplir y/o completar sus Obligaciones de Energía en Firme - OEF; toda vez que la energía objeto de los contratos de Cargo de Confiabilidad son para atender el servicio público de energía eléctrica y demanda regulada del país. "

Respuesta:

El procedimiento de priorización de la Demanda Esencial se establece con el fin de dar cumplimiento eficaz a lo establecido en el parágrafo 2 del artículo 2.2.2.2.16 del Decreto 1073 de 2015. La inclusión de los sectores de consumo que son parte de la Demanda Esencial corresponde a lineamientos de la política energética y su definición está incluida en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto en mención, por lo que la CREG no puede modificar ni explícita ni implícitamente esa definición.

22.64 TGI

"De conformidad con lo planteado en el artículo 22, si el balance es superavitario o deficitario, respetuosamente solicitamos a la comisión se defina un procedimiento para establecer un precio regulado al cual tendría acceso la demanda esencial. "

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 al comentario 22.9.

22.65 TGI

"Literal d, numeral 2. Si el no registro del contrato se da por el desacuerdo en el precio que la demanda esencial debe pagar, consideramos que la Comisión debe definir un precio regulado para este tipo de demanda. Si a pesar de esto no se puede pactar un precio que la demanda esencial considere firmar mediante contrato, las cantidades liberadas pueden ser adquiridas por otro tipo de demanda.

Se sugiere: d. En caso de no registrarse un contrato para atender la Demanda Esencial resultante del mecanismo establecido en el presente numeral, como consecuencia en un desacuerdo en el precio por parte del comercializador que representa la Demanda Esencial, la CREG definirá un precio de conformidad con el anexo x. Si a pesar de dar aplicación al procedimiento no se registra el contrato las cantidades para atender la Demanda Esencial entre el vendedor y el comprador podrán ser utilizadas para atender la demanda diferente a la Demanda Esencial. "

Respuesta:

Los precios de suministro de gas se encuentran liberados en virtud de lo establecido en la Resolución CREG 088 de 2013 y dicha decisión no se ha propuesto modificar. Por lo anterior, no es dable que la CREG defina el valor de un precio regulado de oferta de suministro o de precios techo de oferta de suministro para ningún tipo de oferta ni ningún tipo de demanda. Lo anterior no debe confundirse con el ejercicio de la regulación cuando coloca precios máximos o eficientes para el reconocimiento a los comercializadores del traslado de costos de los contratos de suministro a los usuarios finales que son parte de la demanda regulada.

22.66 TGI

"Literal h;i, numeral 2. Desde TGI consideramos que, en la repartición señalada en el aparte comentado, se debe garantizar la totalidad del gas de operación del transportador. Lo anterior dado que sin esas cantidades no se puede transportar el gas natural de los remitentes del sistema. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 22.9.

22.67 TGI

"Literal k, numeral 2. El procedimiento de definición de precio propuesto puede llevar a desistimientos por parte de la demanda esencial, pues esta puede que no este dispuesta a pagar el precio resultado de una subasta. Por lo cual respetuosamente solicitamos a la Comisión se defina un procedimiento en el cual se establezca un precio regulado para este tipo de demanda.

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

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 22.9 y al comentario 22.65.

22.68 VANTI

“De otro lado, en un escenario de déficit en el Punto de Referencia, si la demanda esencial es inferior a la oferta disponible, se reservan las cantidades de la demanda esencial y se realiza una subasta —con la oferta disponible para la demanda no esencial, y donde la demanda esencial es tomadora del precio de dicha subasta—. El resultado de este ejercicio, así tenga dos rondas, puede ser nefasto para la demanda elástica: en una subasta participarían consumidores con distinta disponibilidad a pagar. Los de mayor disponibilidad (generadores térmicos ante un Fenómeno de El Niño), se quedarán con las cantidades disponibles. Esto afectaría la demanda elástica con contracciones de demanda de mediano y largo plazo que impediría diluir los costos fijos de la industria en volúmenes razonables.”

Respuesta:

La propuesta regulatoria busca dar cumplimiento a la política energética, en cuanto a lo establecido en el artículo 2.2.2.2.25 que establece lineamientos para la expedición de los mecanismos y procedimientos de comercialización en los que la CREG deberá promover la competencia y propiciar la formación de precios eficientes a través de **procesos que reflejen el costo de oportunidad del recurso**, entre otros aspectos.

Ver respuesta al comentario 15.1.

22.69 VANTI

“Adicionalmente, ante un escenario como el descrito, la demanda esencial tendría que enfrentar, necesariamente, precios muy superiores a los eficientes. Una propuesta para solucionar esta situación y teniendo en cuenta que dentro de la demanda esencial existen diferentes segmentos de consumo (residencial, comercial y GNV) que tienen elasticidades de precio diferentes, es que la demanda esencial tome el precio de reserva del productor, pero se permita establecer entre el productor y el comercializador diferentes cantidades y precios para cada segmento, manteniendo el precio de reserva ponderado. De no tener en cuenta este diferencial de precios para la demanda de GNV, ésta desaparecería y los esfuerzos que durante décadas los distintos agentes de la cadena hemos realizado para fomentar un combustible más amigable con el medio ambiente en la movilidad particular y masiva, se perderían, así como los beneficios para toda la demanda en la distribución de los costos de infraestructura de transporte y distribución.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 22.9.

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

22.70 VANTI

“Para el caso de la demanda no esencial, y teniendo en cuenta que podrían llegar a participar demandas con distinta disponibilidad a pagar (agentes térmicos y demanda industrial,) se propone realizar subastas independientes para cada tipo de demanda que, a su vez, reconozca estas elasticidades de precio. Igualmente, si un mecanismo de diferenciación de esta índole no es incorporado, el posible cierre de las industrias afectaría el desarrollo del país y el empleo, así como el objetivo del Gobierno de reindustrializar el país.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.54 y al comentario 22.9.

Artículo 23

23.1 ACP

“La estabilidad y el respeto sobre condiciones contractuales, es uno de los pilares sobre los que se construyen mercados robustos y líquidos, que atraen inversión y brindan seguridad a sus agentes. Con lo anterior en mente y como se mencionó en los comentarios realizados a la Resolución CREG 226 de 2021, cualquier propuesta que busque lacerar la confianza de los agentes que pactan compromisos de largo plazo, no solo generaría disrupciones indeseadas en el mercado, en los flujos de caja de las empresas y en la perspectiva de riesgo de los agentes, sino que, en su conjunto generaría un desincentivo a la contratación en cualquier condición superavitaria o deficitaria.”

Respuesta:

En la resolución definitiva no se está incluyendo el texto del literal a) del artículo 23 presentado en la propuesta de resolución. Adicionalmente, se está incluyendo texto que busca dar mayor claridad sobre aspectos tales como los requisitos mínimos establecidos por la CREG, que se deben aplicar en contratos de suministro que se suscriben y cuyo inicio de ejecución del suministro se da en una fecha bastante posterior, sobre todo de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, con lo que es posible que ocurra que la CREG los modifique en dicho lapso entre la suscripción del contrato y el inicio de ejecución del suministro. En todos esos casos, por ejemplo, se especifica en la resolución definitiva que los requisitos mínimos a aplicar serán aquellos que estuviesen vigentes: i.) Al momento en que las partes informan al Gestor del Mercado y entregan la información requerida para ello, de que se ha suscrito un Contrato Firme sujeto a Condiciones; y, ii.) Al momento del registro del contrato, en el caso de Fuentes de Suministro que ya cuentan declaración de comercialidad. En todo caso, las partes podrán acogerse voluntariamente a cambios en dichos requisitos, en caso de que la CREG los modifique de manera general en fecha posterior, previo al inicio de ejecución del contrato o durante la misma.

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

23.2 ACP

“Dadas las condiciones planteadas en comentarios anteriores las fuentes en pruebas o sin declaración de comercialidad en la mayoría de los casos no cuentan con la certificación de reservas requerida para ser consideradas como fuentes que pueden atender contratos con Respaldo Físico, por esto se considera la implementación de una compensación física de gas como alternativa para que estas fuentes, que podrían proveer volúmenes significativos de gas al mercado puedan iniciar su vida comercial. ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 8.7, al comentario 9.1, al comentario 19.2, al comentario 19.6, al comentario 19.10., al comentario 19.32 y al comentario 21.54.

23.3 ACP

“La gestión comercial de los volúmenes de gas que se reúnen en una facilidad de tratamiento pueden llegar con diferentes calidades que al final se unifican y homogenizan a la salida de esta y se contabilizan en el Punto de Entrega. La inclusión del detalle de la cantidad de energía que cada fuente puede aportar a un contrato que reúne diferentes fuentes puede representar un esfuerzo operativo permanente no menor debido a que los yacimientos pueden variar su poder calorífico o incluso las líneas que conectan distintos campos o pozos pueden generar mezclas entre ellos, lo que sería un despropósito para la gestión de la información comercial. ”

Respuesta:

Bajo el entendido que el comentario surge de lo propuesto en el siguiente literal:

“k) Cuando para el cumplimiento de un contrato de suministro que requiere Respaldo Físico para asumir y cumplir compromisos contractuales firmes o que garantizan firmeza, se cuente con la utilización de 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.”

La comercialización del suministro de gas natural y, por tanto, su trazabilidad para el registro de los contratos de suministro resultantes y para el ejercicio de vigilancia y control de la autoridad competente, parte de las declaraciones de producción que presentan los productores y los productores-comercializadores al Ministerio de Minas y Energía. Dichas declaraciones se individualizan por campo de producción y se presentan en unidades energéticas promedio diarias mensuales en GBTUD. Por otra parte, en los contratos de suministro se pactan las cantidades diarias a ser garantizadas por parte del vendedor, también en unidades energéticas diarias, pero en MBTUD. Asimismo, el precio se pacta en dólares por unidad energética USD/MBTU. Es por ello que la declaración de oferta de PTDVF que se realiza al Gestor del Mercado se debe presentar individualizada por Fuente de Suministro, en unidades energéticas diarias MBTUD.

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

Por todo lo anterior, en el literal k) se prevé que en un contrato de suministro en que se determina más de una Fuente de Suministro, al igual que si solamente se previese una sola Fuente de Suministro, se deberá incluir la cantidad de energía que aporta cada fuente para el cumplimiento del contrato. a partir de ello se logra la verificación individualizada de que el contrato sí cuenta con PTDFV suficiente para poder ser registrado. Para el cumplimiento del contrato después de que entra en ejecución, la Fuente de Suministro con la que el vendedor cumpla diariamente las nominaciones del comprador no tiene(n) que ser aquella(s) con las que se registró el contrato, ni tiene que ser las entregas de cada fuente en proporción a la participación establecida en el contrato.

Es por lo anterior que en la resolución se establece que no habrá incumplimiento del contrato de suministro, cuando el vendedor entregue las cantidades contractuales nominadas por el comprador, con 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 por esta razón, mayores costos en las demás actividades de la cadena de prestación del servicio.

Se presenta el siguiente ejemplo sencillo, completamente hipotético solo para efectos de ver el requisito del texto comentado:

- En un mismo contrato de suministro se garantiza una cantidad diaria de 25,000 MTBUD en el trimestre 1 y de 35,000 en el trimestre 2.
- El contrato tiene una duración de ejecución de 2 Trimestres Estándar.
- El contrato se registra con base en la PTDFV de 3 Fuentes de Suministro
- En el contrato a registrar se especifica:

Fuente de Suministro FS	Trimestre estándar de ejecución 1			Trimestre estándar de ejecución 2		
	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto
FS1 [MBTUD]	0	0	5,000	15,000	15,000	15,000
FS2 [MBTUD]	10,000	12,000	9,000	9,000	9,000	7,000
FS3 [MBTUD]	15,000	13,000	11,000	11,000	11,000	13,000
Total	25,000	25,000	25,000	35,000	35,000	35,000

Luego, en el cumplimiento de la ejecución, las cantidades que aporta diariamente cada Fuente de Suministro no tienen que ser las mismas que las pactadas en el contrato como aparece en la tabla de arriba.

Lo anterior, en resumen, tiene como objetivo que los contratos que se registran de ejecución en firme tengan respaldo de Fuentes de Suministro con cantidades suficientes y que su ejecución tenga la suficiente flexibilidad para lograr el objetivo del contrato, que es la entrega completa del gas natural al comprador y al precio establecido.

Ver respuesta al comentario 3.2

23.4 ANDESCO

"• Mercado secundario

Considerando que diariamente existirían excedentes o faltantes generados por la demanda que varía dependiendo del día de la semana y de un determinado mes; y que por esta razón, el comercializador con los incentivos dados por la regulación, vende en el secundario bajo modalidad firme o interrumpible dichos excedentes; solicitamos respetuosamente a la Comisión evaluar la participación del productor en la venta de la parte variable de los contratos CF95 y CF80, dado que en este caso podría existir una ventaja para que el productor pueda quedarse con el excedente del mercado frente a un precio de venta al comercializador. "

Respuesta:

Los contratos con interrupciones presentan un riesgo de ejecución muy superior al riesgo de ejecución de un contrato de modalidades de tipo firme, es decir, quien acude como comprador a la utilización de esta modalidad contractual se entiende que lo hace como última instancia, pues corre el alto riesgo de que el vendedor no le autorice la nominación que realice en un día u otro, más aún con las nuevas reglas de límites de contratación de cantidades en el Mercado primario.

Así, la compra mediante un contrato de un día, o de muy pocos días de ejecución con modalidad de tipo firme en el Mercado secundario es más atractiva por su seguridad de ejecución, que la compra en un contrato con interrupciones, sea este del Mercado primario o del Mercado secundario.

Por otra parte, en el Mercado secundario se han establecido condiciones de comercialización mucho más flexibles que en el Mercado primario, pero que actualmente requieren una mejor modulación, sobre todo, en la señal de precio de oferta que se puede dar entre los vendedores del Mercado primario y del Mercado secundario. Así, con la propuesta en su integralidad, se busca reequilibrar la flexibilidad para que el comprador del Mercado primario tenga una manera eficaz de vender excedentes diarios en el Mercado secundario, sin que ello implique que el precio de su oferta no sea el más eficiente posible ante la falta de incentivos actuales para que ello sea así.

En este sentido, en un mercado de oferta apretada se buscan dar señales para que la contratación del Mercado primario sea realizada de tal manera que las cantidades a comprar sean lo más cercanas al consumo pico de un período de referencia más extendido de ejecución que al consumo pico de un solo día del período de ejecución. Así, los excedentes diarios resultantes serán de la menor cantidad posible, para lo cual se debe aprovechar el porcentaje máximo de desbalance acumulado que se permite en el SNT, de modo que en días de demanda pico en la semana, se utilicen cantidades de gas no consumidas en días de la semana de bajo consumo, sin que ello lleve a desbalances superiores a +/- 5% en los sistemas de transporte.

Asimismo, en el mecanismo de comercialización consistente en la subasta úselo o véndalo de corto plazo, es claro que solo se ofrecen las cantidades no nominadas del porcentaje correspondiente al pago mínimo. Esto implica que la cantidad de pago variable queda "atrapada" sin manera de que la misma sea utilizable en el día de gas.

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

23.5 ANDESCO

“En cuanto a la duración de los contratos de derechos de suministro de gas que se pactan en el Mercado secundario, se menciona que tendrían la duración que acuerden las partes, siempre y cuando la fecha de ejecución del suministro inicie como máximo durante el año de gas siguiente al año de gas en que se realizó el registro del contrato. Al respecto, vemos relevante que este plazo sea congruente con el periodo de planeación del Cargo por Confiabilidad que es de cinco (5) años. Por lo tanto, solicitamos que el periodo sea mayor. ”

Respuesta:

En la resolución definitiva se mantendrá la propuesta inicialmente publicada. Como se ha expresado en diferentes documentos de la CREG y en este mismo, no resulta eficiente que, en el Mercado secundario, que se basa principalmente en excedentes de compra del Mercado primario que surgen para el corto plazo, se negocien cantidades de gas cuya ejecución es de largo plazo, con más razón cuando la escala de cantidades es enorme. Para eso está dado conceptualmente las negociaciones del Mercado primario.

En cuanto a la mención específica del Cargo por Confiabilidad, se debe tener en cuenta, por una parte, que un usuario no regulado como por ejemplo, un usuario del sector térmico, no puede comprar suministro de gas en el Mercado secundario y, por otra parte, no resultaría eficiente que un usuario del sector térmico contrate el suministro en un mercado de corto plazo que se basa en excedentes de compras del Mercado primario, cuando el mismo usuario podría comprar directamente en el Mercado primario.

23.6 ANDESCO

“También, sugerimos revisar la concordancia entre el Mercado Secundario y definiciones como el literal c en sus numerales i) y iv) del artículo 21, donde se establece que en la actividad de Comercialización se debe declarar de forma anticipada las cantidades para atender a una demanda determinada, puesto que en la práctica la actividad parte de hacer una compra de cantidades para satisfacer una demanda que puede ser o no determinada, situación que se resuelve en el Mercado secundario o en el minorista. ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.22.

23.7 ASOENERGÍA

"Celebramos el cambio de la longitud de los periodos a contratar, pero su beneficio sobre la Demanda Esencial y la demanda No Esencial de características No Térmica es limitado, ya que las curvas de consumo de dichos usuarios son relativamente constantes a lo largo del tiempo. El gran beneficiado, en este caso, sería la demanda térmica, que podría, en épocas de Niño, contratarse por periodos cortos y acceder al gas local a cualquier precio. Actualmente, la oferta

D – 902 116 DE 2025 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

local está destinando del orden de 120 GBTUD a la generación térmica para cubrir restricciones eléctricas, los cuales deberían ser utilizados únicamente por la Demanda Esencial y la No Esencial, pero de naturaleza No Térmica. Lo anterior, permitiendo así correr el déficit de gas en aproximadamente un año. La demanda térmica debe utilizar, cuando cuente con esa posibilidad, el gas importado, como es el caso de buena parte del parque generador de la Costa Caribe utilizado para cubrir restricciones.

En este sentido, ASOENERGIA le solicita a la Comisión que la metodología de comercialización debe de especificar dicha preferencia. "

Respuesta:

En la resolución definitiva se incluyen reglas de comercialización del suministro de gas que faciliten el acceso y uso de las infraestructuras de importación con el fin de internalizar el gas obtenido en el exterior para cualquier tipo de sector de la demanda y no solamente para el sector térmico. Adicionalmente en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023 – 2032 expedido mediante la Resolución 40031 de 2025 del Ministerio de Minas y Energía, se están incluyendo dos proyectos para la ejecución de infraestructuras de regasificación denominados Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico y Planta de Regasificación de la Guajira, que junto con los demás proyectos aprobados en dicho Plan permitan una mayor conectividad de las Fuentes de Suministro de gas nacional y de gas importado, a los centros de consumo

Asimismo, en la resolución definitiva se establece un procedimiento de priorización para la contratación de la Demanda Esencial, que tiene por objetivos cumplir con las disposiciones al respecto establecidos en el Decreto 1073 de 2011 y con que las cantidades de gas de producción nacional tengan una contratación preferencial para los usuarios regulados de la Demanda Esencial, al menor precio posible.

Ver respuesta al comentario 21.54 y al comentario 22.9.

23.8 ASOENERGÍA

"Las cantidades que se contratan bajo modalidades que garantizan firmeza 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 del total de la firmeza. Darle al vendedor la posibilidad de 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.

"Adicionalmente, la propuesta establece que el vendedor podrá ofrecer en la modalidad de contrato con interrupciones, las cantidades variables de los contratos registrados con la modalidad CF95/CF80, sin embargo, no precisa que dichas cantidades que puede ofrecer son aquellas que no son nominadas por el comprador con quien suscribió dichos contratos.

D – 902 116 DE 2025 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 las cosas, sugerimos se mejore la redacción, de manera que quede explícito que las cantidades a ofrecer mediante contratos con interrupciones son las no nominadas, y, por ende, no podrán controvertir en forma alguna, la entrega del suministro de las cantidades CF95/CF80 que requieran los compradores durante la vigencia de los contratos. "

Respuesta:

En el texto de la propuesta se especificó:

- "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.*
- h) Los Vendedores del Mercado Primario señalados en el artículo 16 de la presente resolución podrán ofrecer, en la modalidad de contrato con interrupciones, mediante negociaciones directas y con duración mensual, las cantidades variables de los contratos registrados con la modalidad CF95/CF80."*

El texto es claro en que:

1. El volumen de la componente de pago variable del contrato podrá ser nominado por el comprador del Mercado primario. Se observa que la potestad de nominación permanece en el comprador.
2. 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. Se observa que la cantidad de la que podría disponer el vendedor es solamente aquella correspondiente con la de pago variable. Esto es así porque la cantidad correspondiente a pago mínimo no nominada pasa a ser parte de la subasta úselo o véndalo de corto plazo.
3. Los Vendedores del Mercado Primario señalados en el artículo 16 de la resolución podrán ofrecer, en la modalidad de contrato con interrupciones, mediante negociaciones directas y con duración mensual, las cantidades variables de los contratos registrados con la modalidad CF95/CF80. Esto es así porque para que un vendedor atienda (autorice) nominaciones de contratos con interrupciones, previamente debe existir un contrato con interrupciones, que como está definido, no obliga al vendedor a autorizar y luego a entregar las cantidades nominadas por el comprador.
4. La duración de los contratos con interrupciones de los vendedores del mercado primario es de un mes, contrato que se suscribe antes de su ejecución por lo que no es posible que el contrato se suscriba con base en las cantidades no nominadas por los compradores del mercado primario, que solamente se conocerán en cada día de ejecución del mes contratado.

En el comentario no se motiva la afirmación de que lo que se está proponiendo iría en contra de la conceptualización del Mercado secundario. En cualquier caso, el comprador del contrato del

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

Mercado primario tiene mucha mayor flexibilidad para la venta de excedentes del contrato de suministro en el Mercado secundario, que la que tiene el vendedor del Mercado primario para la venta de la parte variable del contrato, que no fue nominada. Es solo si el comprador del Mercado primario no requiere o no logra vender la parte de pago variable del contrato del Mercado primario, que el vendedor del contrato primario podría hacer uso del gas no nominado para entregar en un contrato con interrupciones.

Ver respuesta al comentario 23.4.

23.9 CANACOL ENERGY

"Sugerimos aclarar en este artículo cuales son los contratos que deben contar con Respaldo Físico. Entendemos que según propone esta regulación todos los contratos menos los contratos con interrupciones serían los que deberán cumplir lo dispuesto en este artículo 23. No obstante, no es del todo claro si este entendimiento es el correcto. Mismo caso ocurre con el artículo 37 respecto a contratos interrumpibles.

Se propone establecer al inicio de este artículo que estas disposiciones aplican para los contratos 1,2,3,4,6,7 del artículo 8. "

Respuesta:

En la resolución definitiva se establece en el artículo de definiciones, las modalidades contractuales que deben contar con Respaldo Físico.

23.10 CANACOL ENERGY

"Dadas las condiciones planteadas en comentarios anteriores las fuentes en pruebas o sin declaración de comercialidad en la mayoría de los casos no cuentan con la certificación de reservas requerida para ser consideradas como fuentes que pueden atender contratos con Respaldo Físico, por esto se considera la implementación de una compensación física de gas como alternativa para que estas fuentes, que podrían proveer volúmenes significativos de gas al mercado puedan iniciar su vida comercial.

Se propone incluir el concepto de compensación física de gas natural como se presentó en el comentario 17 y adicionarlo en el literal l y n del artículo de la referencia. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 8.7, al comentario 19.2, al comentario 19.7 y al comentario 19.12.

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

23.11 CANACOL ENERGY

“Es importante tener en cuenta que en algunos casos los productores cuentan con facilidades que reciben el gas de diferentes pozos y campos, consideramos que lo establecido en el literal k de la resolución, no considera esta realidad operativa.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 23.3.

23.12 ECOPETROL

"Sugerimos ajustar el literal j) del artículo con el fin de que la resolución brinde: i) mayor claridad en las disposiciones asociadas a las garantías; y ii) la posibilidad de que los compradores y vendedores mitiguen los riesgos asociados a la suscripción y ejecución de los contratos. En particular sugerimos:

1. Establecer que en el caso de la negociación directa:

- Los vendedores definidos en el artículo 16 podrán: i) acordar con los compradores listados en el artículo 17 las garantías que respalden los contratos de suministro de común acuerdo entre las partes; o ii) en su defecto, incluir en el contrato alguna de las garantías establecidas en el anexo 6 de la resolución en comento.*

- De lo contrario, esto es, en caso de no establecer ninguna garantía en el contrato de suministro, los vendedores podrán abstenerse de suscribir dicho contrato dado que no se mitiga el riesgo de cartera.*

2. Establecer que en el caso de la realización de subastas:

- Los vendedores enviarán al Gestor del Mercado las minutas para la participación en las subastas incluyendo la cláusula de garantías. Posteriormente, esto es, una vez se realicen las subastas: i) estas garantías podrán ser aceptadas por los compradores; o ii) los vendedores y compradores podrán establecer las garantías de común acuerdo, entre las que están las establecidas en el anexo 6 de la resolución en comento.*

- De lo contrario, esto es, en caso de no establecer ninguna garantía en el contrato de suministro, los vendedores podrán abstenerse de suscribir dicho contrato dado que no se mitiga el riesgo de cartera.*

- Ya sea en el marco de la negociación directa, o resultante de la asignación de subastas, los vendedores podrán abstenerse de firmar contratos cuando, según sus procedimientos internos, evidencien algún riesgo asociado al lavado de activos o financiación al terrorismo.*

- El Gestor del Mercado implementará un protocolo para asegurar que la participación de los agentes en la aplicación de los mecanismos regulados por la CREG previene el lavado de activos y la financiación del terrorismo.*

D – 902 116 DE 2025 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

Sugerimos ajustar el literal j) en los siguientes términos:

“j) En relación con las garantías:

- En el caso de la negociación directa, los vendedores y compradores podrán acordar las garantías que pueden o no ser las establecidas en el Anexo 6 de la presente resolución..*
- En el caso de la realización de subastas, previo a su realización, los vendedores podrán enviar al Gestor del Mercado las minutas correspondientes para los contratos resultantes de las subastas con la cláusula de garantías. Una vez realizada la subasta: i) estas cláusulas podrán ser aceptadas por los compradores; o ii) los vendedores y compradores podrán acordar las garantías que respalden los contratos de suministro, que pueden o no ser las establecidas en el Anexo 6 de la presente resolución.*
- Tanto en la negociación directa como en el caso de cantidades resultantes de la asignación de subastas, en caso de no establecer ninguna garantía en el contrato de suministro, los vendedores podrán abstenerse de suscribir dicho contrato. ”*

Respuesta:

En la resolución definitiva se adiciona al texto propuesto en cuanto a que, si no se logra llegar a un acuerdo respecto de los mecanismos de cobertura o el comprador no presenta alguno de los tipos de garantías definidos en el Anexo 6 de la resolución, la parte o la contraparte podrán abstenerse de suscribir el contrato de suministro.

Ver respuesta al comentario 15.1.

23.13 ECOPETROL

“Además, sugerimos incluir un nuevo literal en los siguientes términos:

“x) En relación con las medidas para la prevención al lavado de activos y a la financiación del terrorismo:

- El Gestor del Mercado implementará un protocolo para asegurar que la participación de los agentes en la aplicación de los mecanismos regulados por la CREG previene el lavado de activos y la financiación del terrorismo.*
- En la aplicación de cualquier mecanismo regulado, los vendedores podrán abstenerse de firmar contratos cuando, según sus procedimientos internos, evidencien algún riesgo asociado al lavado de activos o financiación al terrorismo.” ”*

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 Resolución CREG 071 de 2015 se adoptan los criterios de administración de los riesgos de lavado de activos y de financiación de actividades delictivas y de terrorismo de los participantes en el Mercado de Gas Natural.

23.14 Energy Transitions

“Se menciona que la demanda esencial no se puede contratar con fuentes en pruebas o sin declaración de comercialidad, a menos que las cantidades provengan de reservas definidas de acuerdo con los criterios de la ANH; sin embargo, es importante tener en cuenta que si una fuente ha sido incluida en la Declaración de Producción presentada al Ministerio de Minas, esto implica que ya se le considera una reserva, y el productor está dispuesto a asumir compromisos contractuales. Por lo tanto, en este contexto, no se considera necesario aplicar dicho criterio.”

Respuesta:

En el artículo 2.2.2.2.19 del Decreto 1073 de 2015 se deja claro que los productores continuarán presentando a la ANH la certificación de sus Reservas de Gas Natural expedida por un organismo especializado y reconocido en la prestación de este servicio, conforme a los criterios y procedimientos expedidos por la ANH para el efecto. Por tanto, no es la declaración de producción al Ministerio de Minas y Energía suficiente para que se considere que los campos de producción allí declarados cuentan con Reservas de gas natural, más aún cuando en el mismo Decreto² se establece que 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. La disposición del Ministerio se entiende por cuanto la declaración de Potencial de Producción en la que se incluye la declaración de PTDV, se basa en el desarrollo de las reservas, con las cuales no cuentan los campos en pruebas y es por eso que se debe contar con información disponible, pero no se menciona que con información disponible de Reservas .

23.15 GESTOR DEL MERCADO

“Para los contratos objetos del numeral n, se sugiere que se establezca la obligatoriedad y plazo para el registro del contrato.”

Respuesta:

En la resolución definitiva se establecen los plazos para informar al Gestor del Mercado los contratos que se suscriban antes de que se declare la comercialidad del campo de producción. Todo lo anterior dentro de lo establecido en el Decreto 1467 de 2024.

Asimismo, se incluyen los plazos máximos para la declaración de la PTDFV inicial y para el registro de los contratos resultantes de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones.

² Parágrafo 2 del artículo 2.2.2.2.21: “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.”

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

23.16 HOCOL S.A.

“Amablemente solicitamos eliminar el literal a del artículo 23 ya que este requerimiento de ajuste de condiciones de acuerdo con la regulación que expida la Comisión en adelante a los contratos firmados bajo las condiciones vigentes introduce una señal de inestabilidad regulatoria que es un desincentivo para el crecimiento del mercado de gas natural. ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 23.1.

23.17 HOCOL S.A.

“Por favor incluir que cuando no se presentan nominaciones de los contratos firme al 80% CF80 y 95% CF95 en su componente variable, y esta porción es usada por el productor-comercializador para la aprobación de contratos con interrupciones, que en caso de presentarse renominaciones de la componente variable por parte del remitente, el productor-comercializador pueda rechazar la misma sin que esto constituya un incumplimiento y por ende reconocimiento de compensaciones. ”

Respuesta:

En el texto definitivo se precisa que no se permitirán renominaciones de parte del comprador del Mercado primario, para la parte de ejecución del pago variable del contrato de las modalidades CF80 y CF95, que no fue nominada inicialmente y que fue utilizada por el vendedor del Mercado primario para autorizar la entrega de la nominación de uno o varios contratos con interrupciones que este tenga registrados.

23.18 SHELL

"El texto propuesto por la Comisión en el marco del literal (a) del artículo 23 de la Resolución CREG 702 003 establece una cláusula de ajuste regulatorio sobre los contratos que se firman entre partes de manera bilateral en firme, incluyendo aquellos casos en los casos que están exentos de la utilización de los modelos contractuales regulados. La propuesta pone en riesgo la seguridad jurídica de los contratos que se firman previa a la declaratoria de comercialidad, que son la base para el desarrollo de los campos Costa Afuera, generando poca certeza para los inversionistas para tomar este hito contractual.

Es fundamental desde la regulación económica que se asegure el desarrollo de inversiones para la incorporación de nuevos recursos al país. Las disposiciones presentes en el literal (a) de la resolución van en contravía de este objetivo.

Por lo anterior, solicitamos de manera atenta que la disposición sea eliminada, y se de claridad que los contratos firmados previos a la declaratoria de comercialidad, que serán registrados

D – 902 116 DE 2025 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

posteriormente ante el Gestor del Mercado tendrán plenos derechos para darle seguridad a los inversionistas, especialmente a quienes ejecutarán grandes inversiones como en los Campos Costa Afuera. Con lo cual la Comisión estará respaldando la seguridad jurídica de los contratos, la confianza legítima en el regulador y los derechos adquiridos en el marco de un contrato que fue esturado y firmado de conformidad con la regulación vigente. Sin establecer mecanismos que van en contravía al principio de irretroactividad, y ponen en riesgo las razones que fundamentan una Declaratoria de Comercialidad. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 23.1.

23.19 SURTIGÁS

"En el literal "G" del artículo 23 se define: 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 relación a esto, consideramos conveniente que se defina un piso sobre el precio de venta de dichas cantidades en el mercado, el cual deberá ser el precio del contrato del cual se están generando los excedentes. Dado que estas cantidades pudieran ir a competir con otras excedentes que tenga el comercializador por colocar en el mercado, limitando la maximización de los ingresos por venta de excedente, mecanismo de gran ayuda para generar eficiencias en los costos a trasladar a la demanda regulada. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 23.4.

Artículo 24

24.1 ECOPETROL

"El numeral 6 establece que "[l]as partes de los contratos podrán 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 esta resolución".

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

Al respecto, sugerimos a la Comisión eliminar la posibilidad de ajuste de precios y fórmulas de actualización de precios para los contratos existentes, con el fin de mantener estabilidad en los acuerdos pactados previamente en el marco de las reglas expedidas por la Comisión. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 15.3.

24.2 GASES DEL CARIBE

"Numeral 8. Favor aclarar que esto no incluye los reconocimientos económicos que haga el Productor por fallas en el suministro. "

Respuesta:

El texto colocado en el numeral 8 del artículo 24 propuesto no es nuevo, pues ese mismo texto aparece incluido en el párrafo 1 del artículo 25 de la resolución vigente CREG 186 de 2020.

Por otra parte, en el comentario se sugiere que este texto no incluya los reconocimientos económicos que haga el productor por fallas en el suministro. Al respecto, es necesario que se tenga en cuenta que en la regulación vigente, se establecen incumplimientos y, derivado de ellos, compensaciones por incumplimientos y que ello es de inclusión obligatoria en el contrato de suministro cuando este es de una modalidad de tipo firme. En ese sentido, una falla del suministro es un incumplimiento y, por tanto, debe el vendedor cumplir la cláusula de compensación detallada en el artículo 14. En ese artículo vigente de la Resolución CREG 186 de 2020 que se mantiene en la propuesta publicada, se especifica en el párrafo 1, que:

*"Párrafo 1. Las sumas que resulten de aplicar lo dispuesto en el presente artículo deberán ser **liquidadas mensualmente, por parte del beneficiario, y facturadas** con la misma periodicidad de la facturación del servicio". Subrayado en negrilla fuera de texto)*

Se encuentra en el texto, por tanto, que la obligación establecida por la CREG es que el valor de las compensaciones se debe facturar por la parte a la que se incumple, por lo que no es dable que se acuda a una forma diferente de compensación, tal como se puede interpretar en la expresión "reconocimiento económico" que se sugiere en el comentario recibido.

24.3 MC2 SAS ESP

"Condición de precio de los contratos. Paragrafo. Establece que ""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""

Esta disposición no cuenta con un plazo vinculante para la CREG en el que deberá emitir la regulación correspondiente. "

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

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 15.7.

Artículo 25

25.1 ACP

“Si bien vemos que la comercialización conjunta de producción de las fuentes costa afuera y YNC es una buena alternativa para este tipo de fuentes, consideramos oportuno que se extienda esta oportunidad a los campos menores y campos aislados, esto como alternativa de simplificación normativa y operativa, que permitiría viabilizar la comercialidad de volúmenes de forma más óptima.

Esta alternativa permitiría generar eficiencias al usuario final y una mayor disponibilidad y liquidez en el mercado. ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.2.

25.2 CANACOL ENERGY

“Si bien la vemos que la comercialización conjunta de producción de las fuentes costa afuera y YNC es una buena alternativa para este tipo de fuentes, consideramos oportuno que se extienda esta oportunidad a los campos aislados, y campos menores, esto como alternativa de simplificación normativa y focalización de actividades entre los productores.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.2.

25.3 ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.

“El mencionado artículo, indica que si existe un proyecto de explotación costa afuera o de yacimientos no convencionales (YNC) y “que a la fecha de publicación de la presente resolución no hayan declarado la comercialidad de dicha fuente ante la ANH, podrán comercializar la producción de gas natural de dicha fuente o de dicho contrato mediante la comercialización conjunta definida en la Resolución CREG 093 de 2006”. De acuerdo con ello, se ve necesario indicar si esta nueva disposición hace dicho tipo de comercialización ya una regla general, toda vez que el artículo 2 de la misma Res. CREG 093 de 2006, menciona que cada socio debe

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

realizarlo de manera independiente, y que sólo en casos excepcionales, la CREG determinará y aprobará la comercialización conjunta de la Fuente de Suministro involucrada. "

Respuesta:

El artículo propuesto establece de manera directa la posibilidad de utilizar la Comercialización Conjunta, tal como está definida en la Resolución CREG 093 de 2006, sin necesidad de acudir al procedimiento establecido en la resolución en mención para que la CREG la apruebe.

En el numeral 3.2.2 del documento CREG-102 003 de 2023, publicado con el Proyecto de Resolución, se explica en forma resumida la razón de la propuesta y en las respuestas a los comentarios se atienden los que se presentaron al respecto. En el numeral 5 del presente documento se amplía la fundamentación de la propuesta que se adopta en la resolución definitiva.

Artículo 26

26.1 MC2 SAS ESP

"Modalidades de contratos permitidos en el Mercado secundario. Paragrafo 2. Establece que ""Todos los contratos de derechos de suministro de gas del Mercado secundario serán de entrega física .""

Como ya se mencionó, el contrato que celebra el comprador secundario es un contrato de suministro de gas natural, más no un contrato de derechos de suministro.

Es diferente que el comprador primario tenga derechos de suministro adquiridos en el Mercado primario, los cuales le permiten vender el en Mercado secundario el gas natural objeto de suministro o ceder su posición contractual. Sin embargo, el contrato celebrado es de suministro, no de derechos de suministro.

Se sugiere usar la siguiente redacción

""Parágrafo 2. Todos los contratos ~~de derechos~~ de suministro de gas del Mercado secundario serán de entrega física. """"

Respuesta:

En la resolución se usa la expresión "*derechos de suministro*" de manera que se entienda de forma indirecta, que se trata de negociación del Mercado secundario.

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

Artículo 27

27.1 ANDESCO

“En cuanto a la duración de los contratos de derechos de suministro de gas que se pactan en el Mercado secundario, se menciona que tendrían la duración que acuerden las partes, siempre y cuando la fecha de ejecución del suministro inicie como máximo durante el año de gas siguiente al año de gas en que se realizó el registro del contrato. Al respecto, vemos relevante que este plazo sea congruente con el periodo de planeación del Cargo por Confiabilidad que es de cinco (5) años. Por lo tanto, solicitamos que el periodo sea mayor. ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 23.5.

27.2 GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.

“Teniendo en cuenta la flexibilidad otorgada en el Mercado primario para realizar negociaciones trimestrales y sin limitaciones en cuanto a la fecha de inicio de los contratos, consideramos que no se debe limitar la posibilidad de registrar contratos pactados con fecha de inicio de ejecución de los mismos más allá del año siguiente a año de registro. ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 23.5.

27.3 GESTOR DEL MERCADO

“Se sugiere revisar la referencia "numeral 1.3.1 del Anexo 1 de esta Resolución", pues no se observa el numeral en dicha parte de la norma. ”

Respuesta:

En el texto definitivo se hará la corrección propuesta.

Artículo 28

28.1 ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.

"Parágrafo 1, menciona que El vendedor del Mercado Secundario deberá asumir los costos por transportar el gas hasta el Punto de Entrega y deberá reportar al Gestor del Mercado por

D – 902 116 DE 2025 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

separado el costo del gas y del transporte en el que haya incurrido para poner el gas en el Punto de Entrega, sin embargo el artículo 24 menciona que el precio será acordado por las partes en el mecanismo de asignación directa.

Aclarar el responsable de los costos del Gestor del Mercado. "

Respuesta:

Efectivamente, el contrato de suministro del Mercado secundario puede incorporar un costo del transporte en que incurre el vendedor para llevar el gas desde el Punto de Entrega en que lo recibe, ya sea en un contrato del Mercado primario o en uno del Mercado secundario, al Punto de Entrega en el que lo entrega a su propio comprador cuando dichos puntos no son uno mismo. Dicho costo de transporte es regulado y en el marco conceptual de lo establecido en la Resolución CREG 185 de 2020, sobre dicho costo no debería haber margen de intermediación, como sí puede ocurrir en el componente del suministro del gas. Por ello se requiere la separación del costo para efectos de poder determinar costos de suministro comparables con el fin de obtener indicadores de precios calculados de manera homogénea y útil.

En la resolución definitiva se especifica que es el vendedor a quien le corresponde informar al Gestor del Mercado el precio del gas natural que será comercializado en el Mercado secundario y el costo de transporte que asumirá hasta el Punto Estándar de entrega.

28.2 GASES DEL CARIBE

"Parágrafo 1. 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.

Si los costos y las limitaciones de la red de transporte no se consideran en el balance comercial, el cálculo de gas llevado a cabo por el Gestor en cada Punto de Referencia se podría volver artificial. Esto podría resultar en déficits o excesos registrados en varios Puntos de Referencia, sin garantizar en realidad el abastecimiento total de la demanda en su conjunto.

Finalmente, el regulador debe notar que cuando el Punto de Entrega de un contrato negociado en el Primario, difiere del secundario, se están generando dos productos diferentes que no son susceptibles de comparación. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.2 y al comentario 3.14.

28.3 GESTOR DEL MERCADO

"Para el parágrafo 3, se sugiere: 1) ampliar la obligación de asociación de los contratos del Mercado secundario, considerando la reventa de este mercado; 2) Se sugiere estudiar no

D – 902 116 DE 2025 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

requerir el reporte de la variable fuente, pues en las reventas del Mercado secundario no se identifica la misma. "

Respuesta:

Se tendrá en cuenta el comentario de modo que no se haga exigible una información que no puede ser trazada en su origen y que, por lo tanto, carece de utilidad generando un desgaste innecesario.

Artículo 29

29.1 Efigas SA ESP

"En el sentido de garantizar la integridad y transparencia del mercado, así como la confiabilidad de los procesos, de permitir que los usuarios no regulados propiamente participen en el Mercado secundario de compra y venta de gas.

Se sugiere que en este rol, cumpla con los mismos requisitos que se aplican a los comercializadores mayoristas y la comisión y los diferentes entes establezcan las exigencias requeridas. "

Respuesta:

No se encuentra la claridad suficiente en el comentario para poder presentar su análisis. En todo caso, se debe tener en cuenta que los usuarios no regulados pueden negociar la venta de derechos de suministro de gas en el Mercado secundario, pero de una manera muy limitada, en la que no pueden realizar negociaciones directas, como sí puede ocurrir en el caso de los comercializadores, dejando en la resolución definitiva, únicamente como mecanismo de comercialización de los usuarios no regulados la subasta úselo o véndalo de corto plazo.

29.2 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. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 29.1.

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

Artículo 30

30.1 MC2 SAS ESP

"Compradores de gas natural del Mercado Secundario. Establece que ""podrán comprar derechos de suministro en el Mercado secundario.""

En línea con lo que ya se ha manifestado, se vende y compra la molécula de gas que se entrega en un plazo prolongado en el tiempo, por lo que, jurídica y contractualmente, se le denomina contrato de suministro.

Es diferente que el comprador primario tenga derechos de suministro adquiridos en el Mercado primario, los cuales le permiten vender el en Mercado secundario el gas natural objeto de suministro o ceder su posición contractual. Sin embargo, el contrato celebrado es de suministro, no de derechos de suministro.

Se sugiere usar la siguiente redacción

""Compradores de gas natural del Mercado Secundario. Los Productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado y los comercializadores son los únicos Participantes del mercado que podrán comprar ~~derechos de suministro~~ gas natural en el Mercado secundario. Para la negociación de los respectivos contratos de suministro de gas natural en el Mercado Secundario, estos Participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidos en el capítulo III del título IV y en el título V de la presente Resolución."" "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 26.1.

Artículo 31

31.1 ASOENERGÍA

"Teniendo en cuenta la situación por la que atraviesa el país en términos de incertidumbre ante la oferta de gas natural en el mediano y largo plazo, se prevé necesario que todos aquellos agentes del mercado que cuenten con disponibilidades de gas natural puedan ofrecerlas en el mercado, bajo condiciones contractuales y de precio justas, de manera que cualquier tipo de demanda de acuerdo con sus necesidades pueda acceder a dichos excedentes.

Así las cosas, solicitamos a la Comisión se evalúe la posibilidad de habilitar regulatoriamente al usuario no regulado como vendedor de suministro de gas y capacidad de transporte en el Mercado secundario a través de negociación directa, y no solo mediante el mecanismo de

D – 902 116 DE 2025 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 úselo o véndalo de corto plazo. Dicha habilitación, generaría en el mercado mayor oferta del suministro y transporte de gas, así como también facilitaría la gestión de aquellos operadores que cuentan con excedentes y aquellos que tienen desbalances en sus compras. "

Respuesta:

La CREG ha tenido desde el inicio de la propuesta de organización del Mercado Mayorista, con la Resolución CREG 113 de 2012, como se puede encontrar de los documentos de soporte publicados desde la fecha, diferenciación en la capacidad de comercialización de los usuarios no regulados para la venta de sus excedentes de consumo propio, que se mantiene vigentes y que se vuelven más relevantes precisamente en períodos de estrechez de la oferta. Por ello en la resolución propuesta no se plantea ningún cambio al respecto de la manera en que un usuario no regulado puede negociar en el Mercado secundario.

Por otra parte, en el comentario no se encuentra mención del mecanismo Úselo o Véndalo de Corto Plazo, UoVCP, que establece que los excedentes de muy corto plazo (1 día) de la contratación del mercado primario se oferten diariamente, a través de las subastas establecidas para dicho mecanismo. No queda claro por qué la posibilidad de la negociación directa permitiría colocar más excedentes de los usuarios no regulados en el mercado secundario, siendo que las cantidades ofertadas en forma obligatoria en el UoVCP son las que no se nominan por parte del usuario no regulado, es decir, las que son excedentarias.

31.2 EPM

"Las solicitudes de compra que aparecen en cualquiera de las 24 horas del día, y las transacciones por lo general se realizan de manera inmediata, casi siempre con demanda térmica que es despachada por el CND por necesidad del sector eléctrico, por mantenimientos o fallas en Generadores, si bien entendemos las ventajas para el mercado de contar con información ex ante de las cantidades disponibles, exigir que las cantidades y precios estén registradas en el portal del Gestor con anterioridad a una transacción horaria como las mencionadas, vuelve este mecanismo poco práctico y ágil y restringe las transacciones diarias de gas para venta de excedentes.

Por lo anteriormente expuesto, sugerimos que al inicio de cada mes se reporten al Gestor las cantidades estimadas disponibles de excedentes, las cuales se podrán vender tanto en firme como en contratos con interrupciones. Estas cantidades son dinámicas y en la medida en que se formalicen las compras o ventas de un mes determinado, el Gestor irá ajustando automáticamente para cada agente las cantidades disponibles para compra o venta. Con lo anterior el mercado tendría acceso de una forma más transparente a las cantidades dentro de un mes determinado, esta propuesta es consistente con la estacionalidad diaria y mensual, donde el comercializador no conoce exactamente qué cantidades van a sobrar mes a mes, pero si estimar un punto de partida al inicio de un determinado mes. "

Respuesta:

En la resolución definitiva se modula la propuesta de modo que, excepto para los casos de contratos de modalidades de tipo firme para ser ejecutados en cualesquiera de los tres (3) días

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

hábiles siguientes al día de su registro ante el Gestor del Mercado y siempre y cuando el contrato haya sido negociado dentro de los tres (3) días hábiles antes de su registro, todos los agentes que deseen hacer negociaciones directas en el Mercado secundario, están obligados a entregar la información establecida en este artículo, antes de adelantar cualquier negociación de compraventa y, en el caso de los vendedores, adicionalmente deberán informar si el gas es de origen nacional u obtenido en el exterior.

31.3 Gases de Occidente S.A. E.S.P.

“No encontramos pertinente limitar la comercialización “únicamente a partir de la información publicada por el Gestor del Mercado”. ”

Respuesta:

Se considera que la eficiencia del uso de la información se aumenta a medida que la información de las ofertas de venta y solicitudes de compra se pueden encontrar en una sola fuente de información, que será la establecida por el Gestor del Mercado.

31.4 GESTOR DEL MERCADO

“Se sugiere establecer ¿si se debe verificar el cumplimiento al parágrafo 1 del artículo 31, antes de aprobar el registro del contrato? y ¿si se debe negar el registro si se encuentra que el vendedor en el Mercado secundario no tiene Respaldo Físico suficiente para el contrato firme o que garantiza firmeza? ”

Respuesta:

En la resolución definitiva se ajusta la condición establecida y se especifica que el Gestor del Mercado deberá establecer un mecanismo para que se dé cumplimiento a la regla enunciada. En caso de no cumplirse la regla anterior al momento de solicitarse el registro de un contrato de venta de derechos de suministro, el Gestor del Mercado deberá informarlo a las partes, abstenerse de registrar el contrato y dar aviso a las autoridades de vigilancia y control.

Por otra parte, es claro que las ventas de un comercializador no se realizan tan solo en el Mercado secundario, sino también en el Mercado Minorista como parte de la prestación del servicio al usuario final, de modo que la aplicación de la regla se vuelve útil solamente en el caso de las ventas entre los comercializadores.

31.5 Naturgás

"En este Artículo se establece, entre otros aspectos, que se ""podrán negociar directamente derechos de suministro de gas natural en el Mercado secundario, únicamente a partir de la información publicada por el Gestor del Mercado, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 33 de la presente resolución. Una vez publicada la información por el Gestor del Mercado, los

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

agentes podrán hacer uso de otras plataformas, como se establece en el artículo 34 de la misma"".

Ahora bien, en el numeral 4.21 del documento soporte 702 003 se anota que:

""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"".

De lo anterior se deduce que la CREG tiene preocupación sobre la trazabilidad en el Mercado secundario. También se entiende que las únicas cantidades disponibles para negociar en el Mercado secundario serán las que sean publicadas por el Gestor del Mercado.

Al respecto debe tenerse en cuenta que gran parte de las transacciones del Mercado secundario se realizan día a día para el día siguiente de tal manera que las cantidades disponibles cambian día a día y durante el día. No se observa viabilidad práctica para hacer publicaciones diarias a través del Gestor sobre cantidades que cambian durante el mismo día. Adicionalmente, la información publicada en los distintos informes del Gestor sobre el Mercado secundario muestra que hay disponibilidad de información adecuada para el desarrollo de este mercado.

Como está planteada la propuesta consideramos que genera una barrera para el desarrollo de transacciones en el Mercado secundario, especialmente las que se realizan día a día para el día siguiente. Es decir, no observamos que esta propuesta agregue valor para el desarrollo del Mercado secundario. Por tanto, solicitamos revisar y ajustar la propuesta. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 31.2.

31.6 SURTIGÁS

"En el Artículo 31 se define "podrán negociar directamente derechos de suministro de gas natural en el Mercado secundario, únicamente a partir de la información publicada por el Gestor del Mercado". Sugerimos evaluar la necesidad de este requisito dada la carga operativa que representa esto para los agentes, la misma dinámica de las negociaciones va a dificultar que la información publicada este acorde con las condiciones reales de oferta y demanda, tomando decisiones el mercado con una información que no es real y por último con esta medida se estaría dejando expuesto al mercado datos sensibles como es el nivel de compra y venta de cada agente. "

D – 902 116 DE 2025 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:

En la resolución definitiva se busca el mejor equilibrio entre la mayor transparencia para la realización de las negociaciones directas del Mercado secundario, las actuales cargas operativas en las que en todo caso incurren los comercializadores hoy en día para las negociaciones directas en dicho mercado y la efectividad para lograr mayor eficiencia en las negociaciones del Mercado secundario.

Por otra parte, no es claro cómo se estaría exponiendo al mercado datos sensibles de los Participantes del mercado cuando estos mismos datos se hace necesario conocerlos para el inicio de negociaciones directas, para lo que la mayor transparencia da mayor nivel de confianza y certidumbre de las cantidades publicadas para las partes interesadas, tanto las vendedoras como las compradoras.

Ver respuesta al comentario 31.2.

Artículo 32

Sin comentarios.

Artículo 33

33.1 ASOENERGÍA

“Consideramos que la presente consideración no debe ser de carácter obligatorio.”

Respuesta:

No es claro en el comentario qué consideración se sugiere que no sea obligatoria.

33.2 Gases de Occidente S.A. E.S.P.

“Negociaciones a través del BEC: Teniendo en cuenta que las cantidades ofrecidas por los vendedores pueden provenir de excedentes de múltiples contratos de suministro, no consideramos relevante que dentro de la información publicada por el Gestor del Mercado se especifique información relevante de los contratos de suministro del Mercado primario de donde se derivan los derechos que ofrece, desconociendo la confidencialidad de los contratos.”

Respuesta:

En la resolución definitiva se retira del texto inicialmente propuesto, la publicación de la información que se menciona en el comentario recibido, puesto que efectivamente para la

D – 902 116 DE 2025 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 entre las partes, no es necesario contar con todo el detalle propuesto para la oferta de venta. La publicación de la demás información propuesta se mantiene en la resolución definitiva, tal como actualmente se prevé en la Resolución CREG 186 de 2020.

33.3 GECELCA SA ESP

“Negociaciones directas a través del BEC: ¿Cómo se definiría el mecanismo de asignación de las ventas mediante este mecanismo? ¿Sería a potestad del agente vendedor? Consideramos que este mecanismo de negociación podría quitarle agilidad al proceso de negociación, al incluir este paso adicional de registro de posturas de compra y venta ante el Gestor, más aún en la negociación de contratos de duración diaria.”

Respuesta:

En las negociaciones directas que se realizan a partir de la información que se debe hacer pública mediante el BEC, los vendedores son libres de establecer el mecanismo de comercialización con el que definirán las asignaciones de cantidad y de precio de sus ofertas de venta. En todo caso, se deben cumplir con los principios de negociación de los contratos de suministro de gas natural que se establecen en el Anexo 9 de la resolución definitiva.

Ver respuesta al comentario 31.2.

33.4 GESTOR DEL MERCADO

"Consideramos importante para la publicidad de las negociaciones en el Mercado secundario el lineamiento establecido en este artículo.

Como complemento sugerimos se genere un lineamiento adicional en el cual el Gestor del Mercado proponga implementar para aprobación de la Comisión, un esquema para hacer más eficientes estas negociaciones complementando el sistema de interacción entre los agentes, garantías, etc."

Respuesta:

El Gestor del Mercado ha presentado previamente a la CREG una propuesta de un mecanismo que tiene como objetivo *“Intermediar y facilitar la comunicación de las posturas entre las partes para que se tomen decisiones más informadas en menor tiempo”* en el Mercado secundario, que el Gestor ha denominado *“Interdealer bróker”*. Al respecto, la CREG ha considerado que inicialmente se debe implementar una regla que haga efectiva la obligación establecida en la Resolución CREG 186 de 2020, en cuanto a que, para proceder a las negociaciones directas en el Mercado secundario, primero se debe publicar la información de ofertas de venta de los vendedores y de las solicitudes de compra de los compradores.

Una vez se observen los resultados de esta regla después de implementada, se podrá hacer una evaluación de medidas como la que propuso el Gestor del Mercado del *“Interdealer broker”*.

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

Artículo 34

Sin comentarios.

Artículo 35

35.1 GESTOR DEL MERCADO

“Sugerimos se revise el título del artículo 35 ajustándolo a la obligatoriedad de la publicación para el registro de los contratos, pues actualmente solo se refiere a Registro en el BEC.”

Respuesta:

En la resolución definitiva se hace explícitamente obligatorio el registro en el BEC de los vendedores y compradores del Mercado secundario.

Asimismo, la obligación que se establece al Gestor del Mercado en el tercer inciso propuesto en el artículo 35 fue reubicada en el artículo 33 en la resolución definitiva.

Artículo 36

36.1 EPM

“El UoVCP de última instancia para el comercializador fue pensado para ajustar las variaciones no previstas en la demanda del día anterior, involucra cantidades muy pequeñas, usualmente alrededor de 50 a 100 MBTUD, lo que presenta menos del 1% de las cantidades contratadas por el Comercializador. Por tanto, estas transacciones no deberían incurrir en los mismos costos que las ventas mayores, superiores a 1000 MBTUD.

Así, para mejorar este mecanismo y que funcione de mejor manera proponemos automatizar el proceso, estableciendo un único precio de reserva reportado por el comercializador, y que éste podrá modificar a través de la plataforma del Gestor cuando el agente lo requiera. Las partes resultantes de la subasta acordarían los pagos y la valoración de riesgos bilateralmente, reportando el precio y la cantidad vendida en la plataforma del Gestor después de cada transacción, sin necesidad de contratos físicos entre las partes.

Con estos ajustes, observamos que el mecanismo de subasta diaria puede recuperar su relevancia y contribuir de manera efectiva a la venta de excedentes diarios.”

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 la integralidad de los ajustes propuestos a las reglas de funcionamiento del Mercado Mayorista en la resolución definitiva, no se considera necesario hacer ajustes al mecanismo UoVCP, en el sentido propuesto en el comentario. Es deber de los vendedores del Mercado secundario entregar la información diaria que dicho mecanismo requiere, ya que a pesar de la carga mínima que ello implica al vendedor, la relevancia de la negociación hace que dicha responsabilidad deba recaer en el vendedor sin que medien sistemas automáticos que lo replacen.

36.2 GESTOR DEL MERCADO

"Sugerimos ajustar la propuesta del numeral 7, pues las asignaciones de los contratos los da el mecanismo de comercialización de forma reglamentada y no son potestad del administrador, subastador o del Gestor del Mercado."

Respuesta:

En la resolución definitiva se hace el ajuste del texto sugerido en el comentario.

36.3 MC2 SAS ESP

"Proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural. Numeral 3. Establece que "" Publicación de la cantidad disponible. A más tardar a las 16:10 horas del Día D-1, el Gestor del Mercado publicará la cantidad total de gas disponible en cada Punto de Entrega.""

Esta disposición no está acorde con el ciclo de nominación establecido en el RUT. Esta disposición afecta y dificulta los procesos de renominación a quienes hayan asegurado su demanda mediante contratos en firme requiere hacer ajustes en su proceso durante el día de gas.

Se sugiere que las horas establecidas en este y los siguientes numerales estén acordes con el ciclo de nominación."

Respuesta:

En la resolución propuesta no se está modificando los horarios y plazos actualmente establecidos en la Resolución CREG 186 de 2020 para el mecanismo de Úselo o Véndalo de Corto Plazo.

36.4 Naturgás

"Frente al proceso úselo o véndalo de corto plazo en este Artículo se establece, entre otros aspectos, que ""Los contratos de derechos de suministro que deriven del proceso de úselo o véndalo de corto plazo se entenderán como operaciones del Mercado secundario, les aplicarán todas las disposiciones previstas en esta resolución para ese mercado, y así quedarán registradas por el Gestor"".

D – 902 116 DE 2025 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

Al respecto agradecemos aclarar el alcance de esta disposición. En principio puede entenderse que los contratos resultantes de las subastas del proceso úselo o véndalo de corto plazo son obligatorios para las partes, situación que no sucede hoy, lo cual requiere un esquema de garantías que no está desarrollado en la propuesta. En todo caso, consideramos que lo que se requiere en el proceso de úselo o véndalo de corto plazo es realizar ajustes que contribuyan a agilizarlo, como podría ser buscar alternativas más ágiles para fijar los precios de reserva. "

Respuesta:

En el texto propuesto se especifica que “los contratos de derechos de suministro que deriven del proceso ...”. Se entiende que cuando ya existe un contrato se han cumplido las condiciones previas a ello, entre ellas, el esquema de garantías. Si el esquema de garantías no se ha constituido, el contrato tampoco se ha perfeccionado.

Ver respuesta al comentario 36.1.

36.5 NITRO ENERGY COLOMBIA

“Respecto al proceso de úselo o véndalo, entendiendo que este mecanismo tiene el propósito de cerrar posiciones respecto a excedentes que no fueron negociados bilateralmente en el día anterior al día de gas, solicitamos que se minimice la operatividad comercial a los participantes, permitiendo que la información de precio de reserva a suministrar por parte de los vendedores, se actualice automáticamente con el valor del último reporte, y que no se actualice automáticamente a cero cómo actualmente establece la resolución CREG 186 de 2020: “Si antes de las 16:00 horas el administrador de las subastas no recibe la declaración del precio de reserva, el administrador de las subastas entenderá que el titular hizo su oferta igual a cero (0). ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 36.1.

Artículo 37

37.1 ACOLGÉN

“La subasta mensual de gas interrumpible es un mecanismo eficiente y neutral porque en la formación de precios no hay “negociación” y, por el contrario, este mecanismo es referente de precio para los contratos interrumpibles mensuales en donde el generador puede elegir entre si compra en la subasta directamente con el productor, o si compra a los comercializadores que venden contratos bilaterales interrumpibles. Esta competencia entre el productor y los comercializadores por vender excedentes interrumpibles garantiza una formación eficiente del precio y garantiza la venta de excedentes de los comercializadores pues su precio es el piso

D – 902 116 DE 2025 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

mínimo, contrario a las negociaciones bilaterales donde el productor maneja el precio directamente incrementándose su poder de mercado ya existente. ”

Respuesta:

En la definición de “Subasta” del actual Anexo 6 “Reglamento de las subastas de gas natural bajo la modalidad de contratos con interrupciones” de la Resolución CREG 186 de 2020, se lee lo siguiente:

“Subasta: proceso de negociación con reglas definidas para la formación del precio y la asignación del producto, de acuerdo con lo establecido en este Anexo.” (subrayado en negrilla fuera de texto)

Es decir, de acuerdo con lo anterior, la subasta es un mecanismo de comercialización que se basa en la negociación. Por otra parte, la expresión “negociación directa” es una manera de significar que la negociación es libre, y no necesariamente que solamente es una negociación bilateral. Un vendedor puede, por tanto, usar mecanismos de subasta en sus negociaciones directas.

Con respecto a la competencia entre el productor y el comercializador en la subasta actualmente establecida en el Anexo 6 de la Resolución CREG 186 de 2020, dicha competencia no existe, como sí existe competencia entre los comercializadores y existe competencia entre los productos-comercializadores. Ello es así precisamente por lo que se afirma en el comentario, pues el precio de oferta del productor-comercializador está obligado a presentarse con base en un delta sobre el precio más alto ofertado por los comercializadores. Al hacerse de esa manera, independientemente de los fines que con ellos se busca de dar salida a los excedentes de compra de los comercializadores, la eficiencia proveniente de la competencia entre todos los vendedores se reduce significativamente, pues como se afirma en el comentario, como está planteado el mecanismo, se garantiza la venta de los comercializadores, lo que unido a que en negociaciones directas permitidas desde el año 2017, los mismos comercializadores pueden negociar de manera directa el mismo producto que se subasta, lleva a que el comprador no obtenga los precios más eficientes.

Asimismo, en la propuesta publicada se establecen otras condiciones de negociación respecto de las cantidades máximas que se pueden contratar en venta, lo que hace que el mecanismo de subasta establecido sea inviable pues arranca a partir de las cantidades limitadas con base en su total contratado por la PTDV del vendedor del Mercado primario de la Fuente de Suministro que se subasta. Estas condiciones tienen como objetivo lograr el mayor uso posible del gas que se puede producir diariamente, de modo que no quede “atrapado” contractualmente, como ocurre con el esquema actual. En resumen, el esquema actual de subastas mensuales no es eficiente y, por lo contrario, puede llevar a que no se pueda consumir gas que podría producirse, al estar comprometido en un contrato que, atípicamente, tiene la característica de que ni el vendedor ni el comprador asumen compromisos de entrega o de recibo.

En todo caso en la resolución definitiva se mantienen diferencias en las condiciones de negociación que deben cumplir los vendedores del Mercado primario respecto de los vendedores del Mercado secundario, que se resumen en la duración de los contratos (1 mes en el Mercado primario y entre 1 y 12 meses en el Mercado secundario), los plazos de desarrollo de las

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

negociaciones (en el mes anterior al mes de ejecución en el Mercado primario, en cualquier momento en el Mercado secundario) y en el tipo de precio que se negocia (precio único en el Mercado primario y precio máximo en el Mercado secundario).

37.2 ACOLGÉN

“Flexibilizar las condiciones de los contratos con interrupciones bilaterales es positivo para poder hacer uso de las cantidades asignadas, si bien estos contratos no son utilizados ampliamente, nos preocupa cambiar los plazos de una duración de un (1) día a un (1) mes, puesto que los beneficios que prestan estos contratos van de cara a los plazos en los que los mismos se pueden trazar, proponemos que dichos contratos tengan la duración acordada por las partes, sin perder de vista su utilidad para la operación del generador térmico. ”

Respuesta:

Actualmente el producto que se ofrece en las subastas con interrupciones es de duración mensual, no diaria. Por otra parte, en las negociaciones directas en el Mercado secundario actualmente se permiten contratos con interrupciones de duración mínima de 1 mes y máxima de 12 meses.

Así, en el numeral “1. Duración” del literal “B. Negociación de contratos con interrupciones a través de negociaciones directas”, del artículo 40 de la Resolución CREG 186 de 2020 vigente, se encuentra establecido que “el contrato deberá tener una duración mínima de 1 mes y máxima de 12 meses”. Es decir, la propuesta no cambia en esa duración lo actualmente establecido.

Ver respuesta al comentario 37.1.

37.3 ACP

"Basándose en la información del Gestor del Mercado de gas, se puede dar cuenta que en el Mercado primario la contratación interrumpible ha jugado un papel marginal para el mercado, en donde al mes de julio del año 2023, esta modalidad representó menos del 10% y alrededor del 13% en lo corrido del año, por tanto no se considera que exista abuso de esta modalidad en el mercado. Así mismo, existen demandas que por su perfil de consumo requieren que una porción de su demanda se ajuste a esta modalidad y que si no encuentran una alternativa en el mercado local, migraría a otros energéticos, destruyendo así la demanda.

Con lo anterior, no se ve necesario el establecimiento de límites para esta modalidad contractual.
"

Respuesta:

En la resolución definitiva no se incluyen los límites de cantidades inicialmente propuestos en los numerales 8 y 10 del artículo 37. Sin embargo, en el caso de los vendedores del Mercado primario se establece finalmente que, en ningún caso un vendedor podrá registrar en un solo contrato con

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

interrupciones, una cantidad superior a la PTDV/CIDV remanente de la Fuente de Suministro del contrato, para el período de ejecución del mismo. Sin embargo, la suma de la totalidad de las cantidades de los contratos con interrupciones de una misma Fuente de Suministro podrá ser superior a la PTDV/CIDV remanente de dicha fuente para el período de ejecución de los mismos.

Es de tener en cuenta que la flexibilización que se da para las negociaciones de contratos de modalidades de tipo firme en la resolución definitiva, debería llevar a que se reduzca el uso de aquellos contratos con interrupciones que se suscribían realmente como alternativa a las limitaciones impuestas en la regulación previa para la suscripción de los contratos de tipo firme, y que realmente eran contratos de suministro continuo sin interrupciones.

37.4 ANDESCO

"Con relación a las subastas de contratos con interrupciones, sugerimos que en lugar de su eliminación se ajusten las disposiciones según la comunicación que remitimos el pasado 28 de junio de 2023 (radicado CREG E2023012639), a través de la cual propusimos ajustes que permiten generar oportunidad y facilitar el cumplimiento de los plazos establecidos según el cronograma de operación de esta subasta. Es posible que este producto sea necesario durante el próximo fenómeno de El Niño, por lo que vemos pertinente mantenerlo vigente, con los ajustes sugeridos. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 37.

37.5 CANACOL ENERGY

"Sugerimos aclarar en este artículo que estas disposiciones son aplicables a los contratos del numeral 5 del artículo 8, teniendo en cuenta que sería el único contrato al que no le aplicaría lo establecido en el artículo 23 (garantizan firmeza).

Indicar al principio del artículo que las disposiciones de este artículo aplicarán a los contratos del numeral 5 del artículo 8. "

Respuesta:

No se entiende la necesidad de incluir el texto propuesto en el comentario, considerando que el mismo nombre del artículo "Condiciones de negociación de contratos con interrupciones " da a entender que son los mismo especificados en el numeral 5 del artículo 8, que se menciona en el comentario.

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

37.6 ECOPETROL

"1. Consideramos adecuado el enfoque que la propuesta regulatoria plantea para la negociación de contratos con interrupciones. En tal sentido, agradecemos a la Comisión mantener la propuesta en la resolución definitiva.

Es importante resaltar que el mecanismo existente, por medio del cual se suscriben contratos con interrupciones, ha dificultado la venta y el consumo efectivo de excedentes de gas natural disponibles. En particular, hemos observado que, históricamente, de las cantidades contratadas por Ecopetrol por medio de ese mecanismo, únicamente un 15% han sido despachadas.

Además, llamamos la atención sobre el hecho de que la propuesta regulatoria considera, como menciona el documento soporte, reglas diferenciales para el Mercado primario: "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 reglas que aplicarían a los vendedores del Mercado primario, pero no aplicarían a los vendedores del secundario (que son aquellos compradores del Mercado primario), consisten en que: i) el contrato tendrá una duración mensual; y ii) el contrato podrá ser negociado y registrado ante el Gestor del Mercado.

Consideramos que incluir más restricciones para los vendedores del primario podría derivar en que el nuevo mecanismo, como lo hace el vigente, dificulte la venta y el consumo efectivo de excedentes de gas natural disponibles, lo que cobra particular relevancia en escenarios de estreches entre la oferta y la demanda.

2. El numeral 2, en relación con el precio de los contratos con interrupciones, establece que "las partes deberán pactar un precio único máximo expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, y no se actualizará durante el plazo de duración del contrato" (subrayas propias). Agradecemos a la Comisión precisar a qué se hace referencia con ""precio único máximo". "

Respuesta:

En la resolución definitiva se especifica la negociación de un precio único de ejecución en los contratos con interrupciones del Mercado primario y de un precio máximo de ejecución en los contratos con interrupciones del Mercado secundario. Esto implica que, en la ejecución del contrato del Mercado secundario, el precio de ejecución diario puede ser inferior al precio máximo de ejecución contratado, lo que no puede ocurrir en el contrato del Mercado primario, en el que el precio es único, por debajo del cual no se puede ejecutar el contrato.

El esquema anterior de precio del contrato proviene desde la misma Resolución CREG 089 de 2013 para el caso del Mercado primario resultante del uso de las subastas mensuales de los contratos con interrupciones, y de la Resolución CREG 021 de 2019 para el caso del Mercado

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

secundario, como se explica en el numeral 2.2 del documento CREG-013 de 2019, soporte de dicha resolución.

Ver respuesta al comentario 37.1.

37.7 ENEL Colombia S.A. ESP

"Artículo 37. Negociación de contratos con interrupciones a través de negociaciones directas. El numeral 10 del artículo 37 de la resolución 702 003 de 2023, cita:

"10. En el caso de los Vendedores del Mercado secundario de que trata el artículo 29 de esta resolución, 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 cada uno de los meses del mismo período de ejecución del contrato con interrupciones que se desea registrar"

De dicho numeral se puede inferir que las cantidades a comercializar estarían sólo entre el 20% del volumen contratado en firme por parte de un comercializador y el 100% de las cantidades contratadas con interrupciones. Es necesario que la comisión tenga en cuenta que una regla que fácilmente aplicaría en el Mercado primario y que se entiende guardaría concordancia con un escenario de escasez como el que se dibuja en esta resolución, no puede extrapolarse en el mismo sentido a un mercado que necesita mayor fluidez y menos restricciones en la actividad de comercialización, como es el Mercado secundario. El sólo hecho de cuantificar las disponibilidades que pueda manejar un comercializador, implica tácitamente una restricción no sólo de la actividad de comercialización, sino de liquidez de mercado y menos oportunidades para la demanda a la que, por ejemplo, un contrato con interrupciones pueda ser una buena opción para abastecerse de gas en sus procesos productivos. Además de lo anterior y en concordancia con el marco legal de los servicios públicos, no se ve reflejado en esta limitante el principio de suficiencia financiera y eficiencia económica, que es la finalidad única de la regulación. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 37.3.

37.8 Energy Transitions

"En el artículo se establece que:

D – 902 116 DE 2025 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 caso de los Vendedores del artículo 29 de la presente resolución y de las Fuentes de Suministro en pruebas o sin declaración de comercialidad, el contrato que suscriban **deberá tener una duración mínima de un (1) mes** y máxima de doce (12) meses. (subrayado y negrilla fuera texto)""

De acuerdo con esto, resulta relevante destacar que los contratos interrumpibles son un instrumento para complementar los consumos de clientes en el día y en muchos casos se pueden presentar plazos de uno o varios días. Por esta razón, se considera pertinente que no se establezca un mínimo de duración en este tipo de contratación en el Mercado secundario. "

Respuesta:

Por definición actual, un contrato con interrupciones es aquel en el que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la entrega o recibo de suministro de gas natural, durante un período determinado. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte. De lo anterior, si un contrato con interrupciones se suscribe con una duración de ejecución de 1 mes, el mismo puede ser ejecutado en cualesquiera de los días de ese mes, si se cumplen las condiciones para ello, ya sea en días continuos o separados entre sí.

Por otra parte, en el numeral "1. Duración" del literal "B. Negociación de contratos con interrupciones a través de negociaciones directas", del artículo 40 de la Resolución CREG 186 de 2020 vigente, se encuentra establecido que "el contrato deberá tener una duración mínima de 1 mes y máxima de 12 meses". Es decir, la propuesta no cambia en esa duración lo actualmente establecido.

Ahor bien, en la resolución definitiva se hace un ajuste a la definición establecida actual en la resolución CREG 186 de 2020, de modo de que quede claro que un contrato con interrupciones mantiene su esencia de no compromiso de entrega o recibido de una cantidad de gas, pero adquiere condiciones particulares de ejecución firme, así:

Contrato de suministro con interrupciones: contrato escrito en el que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad diaria en la entrega o recibo de una cantidad máxima diaria de gas natural durante el período contratado. El contrato se considera firme o que garantiza firmeza y que cuenta con Respaldo Físico en un día de gas, cuando se cumple con las condiciones establecidas para ello en la resolución.

Ver respuesta al comentario 3.31.

37.9 Energy Transitions

"Pareciera que existe un error en la redacción:

""En cualquier caso, su ejecución deberá iniciar antes de la finalización del año de gas en que se realice el registro ante el Gestor del Mercado, **comprendido entre el 1 de diciembre y el 30 de noviembre del año calendario siguiente, (...)** (subrayado y negrilla fuera texto)"".

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

Respuesta:

En la resolución definitiva se hace el ajuste de texto, de modo que quede claro que el contrato deberá tener una duración mínima de 1 mes y máxima de 12 meses y deberá iniciar su ejecución antes de la finalización del año de gas siguiente al año en que se realice el registro

37.10 Energy Transitions

“Se están limitando las cantidades que el agente en el Mercado secundario puede contratar mediante contrato con interrupciones; sin embargo, se considera que uno o varios valores específicos, como los que define este artículo, no tienen sustento o justificación suficiente para limitar la decisión del agente de valorar y mitigar su riesgo. Se considera que la obligación del vendedor de definir y poner en conocimiento de sus clientes, los criterios bajo los cuales se realizaría la asignación del gas, resulta ser suficiente para mitigar este riesgo.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 37.3.

37.11 EPM

"Si se deja en cabeza del productor la venta de la parte variable de los contratos firmes, por una parte, se incrementa su poder de mercado al extenderlo al Mercado secundario y por otra, se estaría incrementando el excedente del productor a costa del mercado, pues el precio ofrecido a los comercializadores incluye el riesgo de la parte variable de los contratos firmes.

Es necesario mencionar, que al igual que en el Mercado secundario habrá excedentes de los contratos firmes ocasionados por la diferencia entre el consumo de un día hábil y no hábil por la demanda, pues actualmente no existe en el mercado un producto que diferencie la demanda entre días hábiles y festivos que ayude a gestionar la curva de demanda del comercializador en especial los fines de semana. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 23.4, al comentario 37 y al comentario 37.6.

37.12 EPM

"De otra parte, no encontramos soporte alguno sobre el límite máximo de venta al Comercializador asociado al 20% de las cantidades totales contratadas, dado que es posible que haya excedentes diarios inclusive mucho mayores, en especial los fines de semana.

Por lo anterior, sugerimos que la venta interrumpible de la parte variable de los contratos firmes CF80 CF95 sea realizada exclusivamente por los comercializadores que adquirieron dichos

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

derechos en el Mercado primario, y cuya demanda estaría pagando en el precio por la totalidad de las cantidades contratadas, incluidas las cantidades variables. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 23.8 y al comentario 37.3.

37.13 EPM

"El diagnóstico realizado por la comisión en el documento soporte sobre este producto presenta un sesgo importante. Lo anterior debido a que las cantidades ofrecidas en la subasta mensual interrumpible corresponden aproximadamente en un 90% a cantidades de productores, que en temporada normal en el interior son alrededor de 3.000 a 5.000 MBTUD/mes.

Por otra parte, los contratos bilaterales interrumpibles de los comercializadores pueden presentar una determinada cantidad ofrecida a través de varios contratos a diferentes tipos de demanda, para garantizar su venta efectiva cuando alguna de ellas lo solicite. Esta es la razón por lo que la comisión evidencia unas cantidades transadas mayores en la venta de bilaterales interrumpible, frente a las cantidades vendidas por el productor en la subasta mensual interrumpible.

Sugerimos por lo anterior, que la subasta mensual de gas interrumpible continúe en el mercado pues obliga al productor a no vender gas interrumpible por debajo de los costos del comercializador que compró gas en firme. No obstante, cualquier solución que se implemente para venta de cantidades interrumpibles del productor, requerirá de un precio de referencia mínimo que aviste costos ""0"" frente al comercializador. Una alternativa sería tomar precios de referencia de las transacciones de venta de gas interrumpible del mes inmediatamente anterior, o un promedio móvil del precio de venta de este producto. "

Respuesta:

En la reglamentación actual de la subasta de contratos con interrupciones no se encuentra ninguna obligación impuesta a los comercializadores vendedores del Mercado secundario en el sentido que la oferta que presenten sea igual al precio del contrato de compra en el que podría tener excedentes, entre otras razones porque es imposible determinar cuál sería dicho precio. Ello no permite entonces que se cumpla con lo sugerido en el comentario de que *"pues obliga al productor a no vender gas interrumpible por debajo de los costos del comercializador que compró gas en firme"*.

Ver respuesta al comentario 37.1.

37.14 Gases de Occidente S.A. E.S.P.

"Proponemos que no se impongan limitaciones en cuanto a las cantidades a ofrecer en esta modalidad contractual para los vendedores del Mercado primario y secundario, toda vez que esta modalidad contractual no representa obligaciones ni para el comprador, ni para el vendedor. "

D – 902 116 DE 2025 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 al comentario 37.3.

37.15 GESTOR DEL MERCADO

“Para el inciso a del numeral 5, por disponibilidad y publicación de la información contractual, sugerimos establecer la obligatoriedad del registro del contrato máximo tres días después de suscrito.”

Respuesta:

No se precisa en el comentario la razón que lleva a que el plazo del registro del contrato propuesto, de como mínimo un (1) día hábil antes del día de inicio de ejecución, limite la disponibilidad y publicación de la información contractual. El plazo propuesto, que se mantiene en la resolución definitiva, busca dar la mayor flexibilidad posible a los Participantes del mercado.

37.16 GESTOR DEL MERCADO

“Para el numeral 6, por disponibilidad de la información contractual, sugerimos establecer la obligatoriedad del registro del contrato máximo tres días después de suscrito sin que se supere el ultimo día hábil anterior al mes de ejecución.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 37.15.

37.17 GESTOR DEL MERCADO

“Para el numeral 8, considerando que el Gestor del Mercado no “Calcula la PTDV”, sugerimos ajustar la redacción para indicar que es la PTDV reportada ante el Ministerio de Minas y Energía.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 37.3.

37.18 Naturgás

“En este Artículo se plantea, entre otros aspectos, que (i) los productores de gas puedan vender de manera directa contratos con interrupciones de duración mensual; (ii) los productores podrán vender en contratos con interrupciones las cantidades variables de los contratos CF95 y CF80 cuando no la nomina el titular de los derechos; iii) habrá una cantidad máxima que los

D – 902 116 DE 2025 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

productores podrán vender a través de contratos con interrupciones; iv) habrá una cantidad máxima que podrán vender los comercializadores y los usuarios no regulados a través de contratos con interrupciones.

Se entiende que las medidas propuestas en este Artículo buscan abrir posibilidades para que los productores comercialicen cantidades de corto plazo que hoy, a través de las subastas para venta de contratos con interrupciones, es poco viable comercializarlas. También se entiende que estas medidas habilitan a los usuarios no regulados para que negocien directamente contratos con interrupciones, lo cual hoy, entendemos, no está permitido por la regulación pues los usuarios regulados venden este tipo de contratos únicamente a través del Gestor del Mercado o de un comercializador.

Al respecto consideramos que las medidas que apunten a mejorar la disponibilidad de gas en el mercado en el corto plazo, como son las cantidades de corto plazo que puedan ofrecer los productores, son adecuadas. Sin embargo, estas medidas deben observar que haya competencia equilibrada entre los distintos agentes del mercado. En el caso de las ventas directas del productor a través de contratos con interrupciones se genera la preocupación de una competencia desequilibrada, incluso fijando las cantidades máximas que pueda ofrecer el productor a través de contratos con interrupciones, pues el comercializador tiene contratos del primario con costos fijos y recurre al Mercado secundario para liquidar el gas que no usa y los clientes de ese Mercado secundario también podrían recurrir al gas de contratos con interrupciones del productor a condiciones distintas a las que el productor le vendió al comercializador. Es decir, cualquier medida sobre comercialización de gas de corto plazo de los productores debe tener en cuenta que los comercializadores que compraron en el primario no queden en desventaja para comercializar sus excedentes de gas.

De otra parte, no es claro (i) por qué a los comercializadores y usuarios no regulados se les fija una cantidad máxima para comercializar a través de contratos con interrupciones; y (ii) cómo se realiza la trazabilidad de las negociaciones directas que realicen los usuarios no regulados que no sean empresas de servicios públicos domiciliarios. Agradecemos aclarar y ajustar. "

Respuesta:

En la propuesta se mantiene la limitación en las negociaciones de los usuarios no regulados en el Mercado secundario, en cuanto a que no pueden negociar de manera directa.

Ver respuesta al comentario 31.1, al comentario 37.1, al comentario 37.3, al comentario 37.6 y al comentario 37.13.

37.19 NITRO ENERGY COLOMBIA

"Numeral 10. Se solicita excluir el siguiente párrafo, por las consideraciones presentadas más abajo:

En el caso de los Vendedores del Mercado secundario de que trata el artículo 29 de esta resolución, 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

D – 902 116 DE 2025 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

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 cada uno de los meses del mismo período de ejecución del contrato con interrupciones que se desea registrar.

Lo anterior debido a que los vendedores de gas en el Mercado secundario, incurren en un riesgo al comprar gas firme en el Mercado primario (en contratos de largo plazo) que debe ser pagado independiente de su consumo, pero que aguas abajo sino es comprado por sus usuarios u otros comercializadores en contratos de corto y mediano plazo, estarían limitados en sus posibilidades comerciales y en no recibir un ingreso por no contar con suficientes contrapartes en contratos con interrupciones.

Consideramos que establecer y publicar un mecanismo de criterios para autorizar las nominaciones, tal como lo propone el proyecto de resolución, se constituye como una medida suficiente para garantizar eficiencia, publicidad, neutralidad y objetividad, por lo tanto, no se hace necesario limitar porcentualmente los contratos con interrupciones en el Mercado secundario. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 37.3.

37.20 SURTIGÁS

"Con relación al tope de cantidades para la firma de contratos interrumpibles por parte de los Productores y Comercializadores, ¿cuál es el análisis o sustento para darle mayor flexibilidad al productor y limitar a los comercializadores?"

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 37.1 y al comentario 37.3.

37.21 VANTI

"Se entiende la motivación de hacer más líquido el mercado interrumpible y que el gas disponible por parte de los productores pueda salir al mercado. No obstante, dadas las condiciones de oferta y demanda, así como el poder de mercado que ostenta el productor, se debe mantener un mecanismo que no permita que las ofertas del productor en el mercado interrumpible compitan de manera desigual con las ofertas de los comercializadores que adquirieron capacidad firme (en cuyo precio, el productor ya internalizó dicha flexibilidad contractual), y que por alguna circunstancia deben salir a vender estas capacidades que se deben pagar al mismo productor pero que a su vez pueden enfrentar competencia del mismo.

D – 902 116 DE 2025 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 que los productores estén obligados en cada proceso de comercialización a publicar sus políticas comerciales claras y completas, para que la demanda tome decisiones de contratación con la mayor cantidad de información posible. Por ejemplo, el mismo productor tiene tres posibles mecanismos de venta: i) para campos obligados; ii) para los campos del artículo 19 que pueden negociar en cualquier momento del año; y iii) el mercado interrumpible. En este caso, el productor debe hacer pública sus políticas de precio y condiciones para cada uno de estos productos simultáneamente. Si se le permite salir primero con los campos obligados, luego con los campos que pueden negociar en cualquier momento y por último con los interrumpibles, sin restricción, se da la oportunidad para que el productor defina una estrategia de maximización de rentas y los compradores deben tomar decisiones en un escenario de escasez y sin información.

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 37.1 y al comentario 37.6.

Artículo 38

Sin comentarios.

Artículo 39

39.1 ANDESCO

"• Otros asuntos

Destacamos la inclusión de la disposición de 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 sus consumos propios en refinerías, ya que consideramos importante contar con esta información adicional. "

39.2 ASOENERGÍA

"Celebramos el cambio en el sentido de que el productor debe reportar la información de los contratos de suministro de gas para consumo propio, sin embargo, es importante determinar las categorías de autoconsumo del productor, con el fin de identificar el uso del gas para las refinerías, y para otros tipos particulares de consumo.

De acuerdo con el Decreto 1073 de 2015 del Ministerio de Minas y Energía, la Demanda Esencial se establece de la siguiente manera:

D – 902 116 DE 2025 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 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. (...)

En tal sentido, y teniendo en cuenta que en el mencionado decreto considera en primer lugar a la Demanda Esencial en la prioridad en el abastecimiento de gas natural cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, resulta necesario conocer la diferenciación de dichas asignaciones que corresponden a la demanda esencial, para que sea verificable ante un evento de fuerza mayor o inclusive, en la aplicación del Mecanismo de Aseguramiento de la Demanda Esencial – MADE. "

Respuesta:

En la propuesta se establece que la información de los contratos de consumos propios debe presentarse aplicando la correspondiente a la requerida para el registro de los contratos de suministro del Mercado primario, según el anexo 1 de la Resolución. En ese anexo se requiere determinar el tipo de demanda a atender.

Artículo 40

Sin comentarios.

Artículo 41

Sin comentarios.

Artículo 42

42.1 Efigas SA ESP

"Teniendo en cuenta los principios de concurrencia, y especialmente el principio de Eficiencia, es importante que el regulador establezca directrices claras para los productores en el sentido que realmente se de la aplicación de los principios en función de los usuarios para salvaguardar la competencia y la adecuada formación de precios, actualmente los productores no discriminan sus productos por tiempo de demanda, afectando a los usuarios de acuerdo con su capacidad de pago. "

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 resolución definitiva se exigirá el cumplimiento de los principios establecidos a aplicar, no solo en los procesos de concurrencia, sino también en cualquier proceso de negociación directa. Por otra parte, no es obligación de los vendedores diferenciar el tipo de demanda que el comprador busca atender para efectos de determinar el precio del suministro, lo cual de hecho puede reñir con el principio de eficiencia.

Ver respuesta al comentario 15.10.

Artículo 43

43.1 ACOLGÉN

“La subasta de excedentes interrumpible mensual y la subasta de excedentes firmes bimestral, aún pueden ser importantes a la hora de permitir la contratación y abastecimiento de un gas natural flexible de manera más ágil, por lo que recomendamos mantenerlos, por lo menos hasta el primer semestre del próximo año.”

Respuesta:

En los ajustes que se incluyen en la resolución definitiva, se establecen condiciones de negociación y de contratación que logran los mismos objetivos de las subastas de contratos con interrupciones y las subastas de contratos firmes bimestrales, pero con las que se espera lograr mayor eficacia y oportunidad.

43.2 ACOLGÉN

“La subasta de excedentes firmes bimestral cobra relevancia por el fenómeno de El Niño, pero requiere algunos ajustes pues se presentan garantías bancarias antes de conocerse si el productor tiene o no cantidades disponibles para ofertar en un campo cada bimestre. Esta incertidumbre por el costo no recuperable de las garantías, sumada al proceso de asignación, constituye desincentivos a los comercializadores y generadores a participar de estos procesos. Por lo anterior sugerimos revisar y corregir este problema y posteriormente evaluar su efectividad dentro de los mecanismos transaccionales definitivos.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 43.1.

43.3 EPM

“La subasta bimestral de excedentes firmes del productor es una buena idea para adquirir gas de ocasión, en especial para la demanda térmica. Su importancia radica en la capacidad de

D – 902 116 DE 2025 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

adaptarse a fluctuaciones estacionales y eventos impredecibles por lo que reiteramos que este mecanismo si bien se utiliza en menor frecuencia comparado con la subasta de gas interrumpible mensual, presenta una flexibilidad muy similar a ella pues permite la salida de venta de excedentes del productor bajo contratos firmes.

En especial, para el segundo semestre de 2023 este proceso se vuelve relevante debido a la ocurrencia del fenómeno de el Niño, pero requiere presentar garantías bancarias antes de conocerse si el productor tiene o no cantidades para ofertar en un campo en cada bimestre, esta incertidumbre en el proceso de asignación, sumado al costo no recuperables de las garantías, constituyen desincentivos a los comercializadores y generadores a participar en estos procesos. Por lo anterior, sugerimos revisar y corregir esta falencia y permitir que por lo menos este mecanismo subsista durante el próximo ""niño"" y posteriormente, la CREG revise de manera conjunta la efectividad de los mecanismos transaccionales firmes e interrumpibles para venta de excedentes. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 43.1.

Artículo 44

Sin comentarios.

Anexo 1

45.1 ANDESCO

"• *Actualización periódica de los precios iniciales*

En el proyecto se plantea la posibilidad de actualización de los precios para Trimestres Estándar. Por lo tanto, sugerimos que para la publicación de información que lleva a cabo el Gestor de Mercado, se considere este aspecto en el diseño de los reportes e índices para evitar distorsiones de mercado y con el fin de que los agentes cuenten con información comparable y señales de mercado que les permita tomar decisiones frente a la venta y compra de gas natural. "

Respuesta:

El Gestor del Mercado deberá preparar el BEC y el SEGAS de modo tal que los agentes obligados a entregar la información requerida por la CREG para el registro de los contratos, puedan hacerlo sin limitación alguna y con filtros que eviten la mayor cantidad de errores involuntarios posibles de parte de los agentes en el llenado de los formularios.

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

45.2 GECELCA SA ESP

“Literal b del Numeral 4: Sugerimos que se especifique que este reporte sea realizado únicamente por los comercializadores que atienden al usuario final (sea demanda esencial o no esencial). En el caso de GECELCA, las ventas como comercializador se realizan a otros comercializadores para las cuales no se conoce el destino del gas que se está vendiendo.”

Respuesta:

Al tratarse de información del Mercado secundario, en el que no se vende gas natural a usuarios finales, la declaración de la información operativa de cantidad de energía entregada, ya sea en puntos de entrada o en puntos de salida del SNT, que se debe declarar al Gestor del Mercado debe corresponder con la entregada al momento de registrarse el contrato que se despachó del Mercado secundario. En ese registro debe aparecer el tipo de demanda a atender, y con base en ello se declara la información requerida en el literal b). Es claro que no necesariamente el usuario final al que se le prestó el servicio realmente con la energía entregada corresponda con el tipo de usuario a atender según el registro del contrato.

45.3 GECELCA SA ESP

“Literal e y f del Numeral 4: Consideramos que esta información debe ser reportada únicamente por los vendedores del Mercado primario, los cuales son los administradores de aplicativos de nominación y pueden estandarizar y reportar fácilmente esta información, por lo que no sería necesario el reporte por parte de los compradores del Mercado primario.”

Respuesta:

La obligación de la información de nominaciones y renominaciones se pone en cabeza del comprador del Mercado primario, porque es el que conoce si la nominación realizada es para atender su propia demanda final a la que le presta el servicio o es para atender la demanda de otro comercializador al que le vendió derechos de suministro de gas en el Mercado secundario. Ello no es posible conocerlo por parte del vendedor del Mercado primario. Ante el vendedor del Mercado primario, es el comprador de dicho vendedor quien responde por nominaciones y pagos de la energía entregada, en virtud del contrato de suministro del Mercado primario.

45.4 GESTOR DEL MERCADO

“Para el inciso vii) del numeral a de la sección 1.1, se sugiere no considerar por temas operativos la referencia a la ejecución del contrato “para cada mes de ejecución del contrato y por Punto de Entrega que el vendedor del Mercado primario aportará para el cumplimiento de la cantidad de energía pactada en el contrato de suministro.”, las cuales son objeto del reporte de nominaciones y renominaciones.”

Respuesta:

En la resolución definitiva se incluirá la sugerencia recibida.

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

45.5 GESTOR DEL MERCADO

“Para el inciso IX) del numeral a de la sección 1.1, se sugiere ajustar la redacción a modalidad de transporte para la transferencia de custodia.”

Respuesta:

En la resolución definitiva se incluirá la sugerencia recibida.

45.6 GESTOR DEL MERCADO

“Para el inciso x) del numeral a de la sección 1.1, se sugiere no considerar por temas operativos de la ejecución del contrato “y cada mes de suministro”, las cuales son objeto del reporte de nominaciones y renominaciones.”

Respuesta:

En la resolución definitiva se incluirá la sugerencia recibida.

45.7 GESTOR DEL MERCADO

“Para el inciso xvii) del numeral a de la sección 1.1, se sugiere revisar la pertinencia de la captura de esta información. Lo anterior debido a que los agentes podrían no tener la misma en el momento del registro del contrato, por ejemplo los comercializadores “puros” que su actividad se centra en la intermediación y gestión de acuerdos comerciales relacionados con la compra y venta de gas natural, y no tienen el conocimiento de la demanda a atender con los contratos que revenden.”

Respuesta:

Al actuar algunos comercializadores solo como intermediarios (se entiende que el comercializador puro es aquel que atiende usuarios finales pero que no desarrolla la actividad de distribución a esos usuarios finales en forma integrada) para atender comercializadores que sí atienden usuarios finales, en todo caso se debe conocer el destino final que se dará a la energía comprada por cuanto en la negociación de la compra del comercializador intermediario con el vendedor del Mercado primario, el tipo de usuarios que se atenderá es factor necesario para el precio que se negocia, entre otras razones, no solo por cuanto el riesgo de incumplimiento al vendedor del Mercado primario le genera compensaciones diferentes dependiendo de ese tipo de usuario final sino también por cuanto la elasticidad al precio de los usuarios no regulados también influye en el precio que se negocia.

Ver respuesta al comentario 21.47.

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

45.8 GESTOR DEL MERCADO

"Para el inciso xiv) del numeral a de la sección 1.1, se sugiere revisar la pertinencia de la captura de esta información ""Los compradores que entreguen a usuarios no regulados conectados a un sistema de transporte deberán declarar el nombre del usuario, la ubicación y/o punto de salida del usuario en el SNT y la cantidad contratada con cada usuario no regulado. Cuando el comprador entregue a usuarios no regulados conectados al sistema de distribución deberá declarar el nombre del usuario no regulado, la ubicación dentro del mercado de comercialización que atiende, así como la cantidad de gas contratada a entregar en el mercado relevante de comercialización en el que se consumirá esa cantidad, discriminando entre Esenciales y No esenciales, Regulados y no regulados"".

Lo anterior debido a que los agentes podrían no tener la misma en el momento del registro del contrato, por ejemplo los comercializadores ""puros"" que su actividad se centra en la intermediación y gestión de acuerdos comerciales relacionados con la compra y venta de gas natural, y no tienen el conocimiento de la demanda a atender. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 45.7.

45.9 GESTOR DEL MERCADO

"Para el inciso viii del numeral 2, sugerimos que se establezca el reporte de una sola variable Precio o porcentaje de intermediación. Preferiblemente sugerimos que sea el Precio de intermediación. "

Respuesta:

En la propuesta se requiere la entrega de la información bien sea en forma de precio de intermediación (valor absoluto en USD/MMBTU) o bien en forma de porcentaje, pues ambos esquemas pueden ser usados para el traslado de costos en los contratos del Mercado secundario, ya sea en forma simultánea o en forma independiente.

45.10 GESTOR DEL MERCADO

"Para el inciso xii) del numeral a de la sección 2.1, se sugiere revisar la pertinencia de la captura de esta información. Lo anterior debido a que los agentes podrían no tener la misma en el momento del registro del contrato, por ejemplo los comercializadores "puros" que su actividad se centra en la intermediación y gestión de acuerdos comerciales relacionados con la compra y venta de gas natural, y no tienen el conocimiento de la demanda a atender con los contratos que revenden. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 45.7.

D – 902 116 DE 2025 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

45.11 GESTOR DEL MERCADO

“Para el inciso xv) del numeral a de la sección 2.1, se sugiere revisar la pertinencia de la captura de esta información. Lo anterior debido a que los agentes podrían no tener la misma en el momento del registro del contrato, por ejemplo los comercializadores "puros" que su actividad se centra en la intermediación y gestión de acuerdos comerciales relacionados con la compra y venta de gas natural, y no tienen el conocimiento de la demanda a atender con los contratos que revenden. ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 45.7.

45.12 GESTOR DEL MERCADO

“Para el numeral 2.1. del anexo sugerimos revisar la referencia al artículo 16, pues se entendería que son los vendedores del Mercado secundario los que tienen esta obligación que son los establecidos en el artículo 29. ”

Respuesta:

En la resolución definitiva se hará la corrección sugerida.

45.13 GESTOR DEL MERCADO

“Para la subsección "Información sobre la ejecución de los Contratos con Interrupciones del Mercado Secundario:" del numeral 2.1., sugerimos revisar la referencia a "cada comprador del Mercado Primario", pues quien tiene de forma primaria esta información son agentes los compradores del contrato. Para el caso de comercializadores "puros" que su actividad se centra en la intermediación y gestión de acuerdos comerciales relacionados con la compra y venta de gas natural, y no tienen el conocimiento de la demanda a atender, sugerimos revisar esta exigencia. ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 45.7.

45.14 GESTOR DEL MERCADO

"Para la subsección ""Información sobre la ejecución de los Contratos con Interrupciones del Mercado Secundario: "" del numeral 2.1., sugerimos revisar lo establecido pues parece repetida la misma instrucción ""y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, comercial, "".

D – 902 116 DE 2025 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

Adicional en lo referente a la desagregación por mercado de comercialización. Considerando que "" las estaciones de compresión del SNT"" no tienen un mercado se establezca la opción de ""donde aplique"". "

Respuesta:

En la resolución definitiva se hará la corrección sugerida.

45.15 GESTOR DEL MERCADO

"Para la subsección "Información sobre la ejecución de los Contratos con Interrupciones del Mercado Secundario:" del numeral 2.1., sugerimos revisar lo establecido en caso que los compradores sean comercializadores puros (que no atienden directamente demanda) pues estos agentes no contarían con la información del tipo Demanda Esencial, sector de consumo, entre otros. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 45.7.

45.16 GESTOR DEL MERCADO

"Para el inciso ii del numeral a de la sección 4.1, sugerimos estudiar el caso del gas transportado entre las fuentes "Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Payoa, Provincia, Opón." y la Refinería de Barrancabermeja pues es un gas comercializable que no quedaría reportado según los medios de transporte referenciados en la norma. "

Respuesta:

En la resolución definitiva se añade un numeral mediante el cual se requiere la información de la cantidad total entregada desde las Fuentes de Suministro, directamente a las refinerías de Barrancabermeja y de Cartagena, expresada en MBTU.

45.17 GESTOR DEL MERCADO

"Para el inciso iii del numeral a de la sección 4.1, sugerimos eliminar este reporte pues ya considera en las nominaciones "iii. Cantidad de energía a suministrar en cada punto de entrada al SNT y Fuente de Suministro, expresada en MBTU, de acuerdo con la nominación realizada para el día de gas. "

Respuesta:

En la resolución definitiva se hará la corrección sugerida.

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

45.18 GESTOR DEL MERCADO

“Para el inciso vi del numeral a de la sección 4.1, sugerimos no considerar este reporte en esta parte de la norma, pues el numeral completo aplica a Vendedores del Mercado Primario y la instrucción se establece para los usuarios no regulados que participen como compradores en el Mercado primario ”vi. Los usuarios no regulados que participen como compradores en el Mercado primario deberán declarar semanalmente al Gestor del Mercado, a través del medio y del formato que éste defina, la información que le sea aplicable, señalada en este literal.”

Respuesta:

En la propuesta publicada se plantea que la información que deben entregar los usuarios no regulados como compradores, es la información que le sea aplicable respecto de la establecida en este literal. Por eso se mantiene el numeral señalado en el literal que corresponde a los vendedores.

45.19 GESTOR DEL MERCADO

“Considerando que en los puntos de salida ocurre la transferencia de custodia física entre los transportadores y los distribuidores-comercializadores /Usuarios no Regulados, y esta información se entiende como la demanda física medida en estos puntos, sugerimos se mantenga la exigencia del reporte establecido en el inciso i del “b) Entregas a usuarios finales” del numeral 4.1 de la Resolución CREG 186 de 2020.”

Respuesta:

El literal b) de “Entrega a usuarios finales” del numeral 4.1 del Anexo 1 se reubica en la propuesta como el literal c) “Suministro en el Mercado Minorista” y como literal d) “Suministro en el Mercado Minorista a usuarios no regulados” de ese mismo numeral, los cuales se mantienen en la resolución definitiva tal cual fueron propuestos.

45.20 GESTOR DEL MERCADO

“Para el numeral d de la sección 4.1, sugerimos incluir la desagregación del sector de consumo “comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas térmicas u otros”. ”

Respuesta:

La información que se debe entregar es totalizada, sin diferenciar por sector de consumo.

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

45.21 GESTOR DEL MERCADO

"Para el numeral d de la sección 4.1, sugerimos complementar los Usuarios No Regulados a los que aplicaría el reporte.

¿Tendrían que reportar los Usuarios No Regulados que están inmersos en la red de distribución, de los que según lo establecido en la Resolución CREG 186 de 2020 reportan los consumos físicos los comercializadores y los distribuidores en los puntos de salida? "

Respuesta:

En la resolución definitiva se aclara que quien debe entregar la información que se especifica en el literal d) son los comercializadores que atienden a los usuarios no regulados.

45.22 GESTOR DEL MERCADO

"En el numeral 1.1 sugerimos se establezca el reporte de la prima por el derecho a tomar hasta la cantidad máxima de gas para los Contrato de opción de compra de gas, OCG. "

Respuesta:

En la resolución definitiva se añade la entrega de la información sugerida en el comentario.

45.23 GESTOR DEL MERCADO

"En el numeral 2.1 sugerimos se establezca el reporte de la prima por el derecho a tomar hasta la cantidad máxima de gas para los Contrato de opción de compra de gas, OCG. "

Respuesta:

En la resolución definitiva se añade la entrega de la información sugerida en el comentario.

45.24 GESTOR DEL MERCADO

"En el numeral 3.1 sugerimos se establezca el reporte de la prima por el derecho a tomar hasta la cantidad máxima de gas para los Contrato de opción de compra de gas, OCG. "

Respuesta:

En la resolución definitiva se añade la entrega de la información sugerida en el comentario.

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

45.25 HOCOL S.A.

“Precisar como se incluirán las ecuaciones para la actualización de precios como parte del registro de los contratos, como se menciona en el numeral xxii del anexo 1. Ya que el Gestor del Mercado debe garantizar la herramienta tecnológica para ingresar la información cuando existen precios diferentes en un mismo contrato. De acuerdo con los precios que se manejan en los contratos por parte de Hocol, se hace necesario que la herramienta brinde la flexibilidad requerida.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 45.1.

45.26 TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.

“Consideramos que la comisión debe realizar una ampliación de los plazos actuales para el registro de los contratos ante el gestor, dado el incremento de información solicitada para cada contrato.”

Respuesta:

La información que se está requiriendo para el registro de los contratos es información que debe hacer parte del contrato suscrito, por lo que su llenado no debe tomar mayo tiempo, para lo cual se mantiene el plazo de 3 días, contados desde la suscripción del contrato. El Gestor del Mercado deberá facilitar el llenado de la información con formatos estandarizados.

45.27 TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.

"Respecto a la información que se debe reportar sobre si el vendedor tiene relación con el comprador, si es filial, subsidiaria, sociedad matriz, y/o cualquier otra sociedad que sea parte de un mismo grupo económico. Consideramos que este es un tema de índole societario y que ya estas situaciones se reportan a la SuperSociedades, por lo que se deben evitar sobre procesos y redundancia de reportes. Para dicho efecto, se debe remitir a los establecido en los artículos 22 y siguientes del Código de Comercio que regulan en detalle la materia. Lo anterior, en virtud de lo establecido en el artículo 19.15. de la Ley 142 de 1994, que señala: “En lo demás, las empresas de servicios públicos se regirán por las reglas del Código de Comercio sobre sociedades anónimas.”

Adicionalmente, solicitamos aclarar ¿si esta información deberá reportarse cada vez que se registra un contrato?"

Respuesta:

La información requerida debe declararse al momento del registro de cada contrato, sea del Mercado primario o del Mercado secundario. La información es requerida para efectos de seguimiento de la aplicación de la regulación y de la vigilancia de su cumplimiento por parte de

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

la autoridad competente, que puede ser entre otras, la SIC o la SSPD, no solamente la Supersociedades.

45.28 TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.

"Respecto a la información sobre las renominaciones que deben reportar los agentes es necesario aclarar si para un día de operación se deben reportar todas las renominaciones que se realizaron o solo la última renominación que se realizó. "

Respuesta:

La información a entregar por parte del agente dependerá, de acuerdo con la propuesta que para el efecto presente el Gestor del Mercado dentro del mes siguiente a la entrada en vigor de la resolución, la cual debe ser adoptada por la CREG mediante resolución aparte.

Anexo 2

46.1 EPM

"Corregir la variable $D_{f,m,T}$ del Anexo 2 de la propuesta dado que ya no existe un componente fijo dentro de los cargos por distribución de gas, y esta variable quedó atada al componente fijo del cargo D_m que estuvo vigente hasta la derogación de la Resolución CREG 011 de 2003.

Esta variable dentro de la formulación es la que se encarga de compensar al Operador de la Red, ante eventos en suministro que ocasionan disminución parcial o total del volumen de gas que pasa por la red de uso. Por lo anterior, sugerimos que ante un evento que genere incumplimiento contractual en el suministro que restrinja el volumen de gas que pasa por la red del SDL, reemplazar dicha variable por el cargo medio D_m aprobado para cada mercado relevante para calcular la compensación del OR por los KPCD dejados de transportar por la red de distribución. Acotamos que en el anexo 2 de la resolución CREG 185 de 2020 de transporte, también debe ser revisada y ajustada esta variable, en la misma forma que la CREG considere se debe ajustar en esta propuesta. "

Respuesta:

En la resolución definitiva se retira el componente señalado en el comentario por cuanto la aplicación de cobros de la actividad de distribución actualmente se hace de manera variable, dependiendo del volumen de gas transportado. Por lo anterior, ya no se causa dicho costo al comercializador si no recibe el gas por incumplimiento del contrato de suministro.

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

Anexo 3

47.1 ECOPETROL

"Sugerimos incluir un numeral en el anexo, en el que se precise que una vez expedida la resolución definitiva será posible mantener las fórmulas indexación previstas en los contratos vigentes."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 15.3.

Anexo 4

Sin comentarios.

Anexo 5

Sin comentarios.

Anexo 6

50.1 ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.

"Garantías Bancarias, no menciona los pagare en blanco o póliza de cumplimiento haciendo más complejo los procesos ya que la resolución indica que le corresponde al Gestor del Mercado, a través de la fiducia mercantil que para tales efectos constituya, adoptar los mecanismos para que efectivamente puedan ser aceptadas las mismas."

Revisar los tipos de garantía."

Respuesta:

En el Anexo 6 propuesto se señala que los tipos de garantías que serán aceptadas en las negociaciones de los contratos bajo las modalidades establecidas por la CREG de acuerdo con el artículo 8 de la resolución definitiva, es para efectos de lo establecido en el literal j) del artículo 23 de la misma. Es decir, el tipo de garantías establecidas en el Anexo 6 propuesto solo se establecen para efectos de la aplicación del mencionado literal j).

A su vez, en el literal j) del artículo 23 se propuso que 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

D – 902 116 DE 2025 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. En cualquier caso, el vendedor no podrá negarse a suscribir el contrato si el comprador presenta alguno de los tipos de garantías definidos en el Anexo 6 de la resolución definitiva, o aquellas que lo modifiquen, complementen o sustituyan.

De lo anterior, es claro que los tipos de garantías propuestos en el Anexo 6 no son los únicos que se pueden negociar para el contrato de suministro, sino que son aquellos que, en caso de que alguno de esos tipos sea presentado por el comprador para amparar el cumplimiento de sus obligaciones en el contrato de suministro, el vendedor no podrá negarse a aceptarla y a suscribir el contrato. Por lo anterior, es claro que el cumplimiento de obligaciones en un contrato de suministro se puede amparar con un pagaré en blanco o póliza de cumplimiento, como se sugiere en el comentario, si así lo acuerdan las partes.

En el texto definitivo del Anexo propuesto, se establece que, en las negociaciones directas, los vendedores y los compradores podrán acordar los tipos de garantías que serán aceptadas para efectos de amparar el cumplimiento del contrato de suministro. Sin perjuicio de lo anterior, el vendedor, tanto en el Mercado primario como en el Mercado secundario, no podrá negarse a suscribir el contrato si el comprador presenta alguno de los tipos de garantías precisadas en el Anexo.

Por último, en la resolución definitiva se retira el inciso correspondiente a la mención del Gestor del Mercado y la fiducia mercantil, que no tienen relación con este Anexo.

50.2 ECOPETROL

"1. En la opción 3 planteada en el anexo 'Carta de crédito stand by de una entidad financiera del exterior' es importante considerar que habitualmente estas garantías están definidas en dólares y, por tanto, las partes deben acordar la tasa de cambio sobre la que se haría efectiva. En tal sentido, sugerimos que se establezca que la definición de la tasa de cambio correspondiente será: i) obligatoria; y ii) acordada libremente entre las partes.

2. En el caso de contratos que garanticen firmeza para los que se acuerde respaldo con pago anticipado, existe la posibilidad de que el comprador no tenga la capacidad de realizar el respaldo de manera periódica y, por tanto, se deba suspender el suministro por parte del vendedor. En tal sentido sugerimos que se incluya de manera explícita en la resolución que en ese caso: i) el riesgo de cartera deberá ser mitigado por un mecanismo alterno; y ii) en caso de que lo anterior no se realice, no será posible dar continuidad al suministro y este hecho será considerado una causal de terminación anticipada del compromiso contractual. "

Respuesta:

En la resolución definitiva se incluirá la sugerencia del numeral 1 del comentario recibido.

En cuanto al comentario del numeral 2, se entiende del comentario que en el contrato de suministro se establece un pago anticipado. Sin embargo, se debe tener en cuenta que en la Resolución CREG 123 de 2013 se establecen las condiciones de liquidación y facturación del suministro, del transporte y de la distribución de gas natural y que en el artículo 21 se precisan

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

las condiciones de pago de la factura del servicio prestado, no del servicio que se prestará. Se extrae lo siguiente de dicho artículo:

“Si el pago no se realiza dentro del plazo estipulado, el comercializador o el usuario no regulado incurrirá en incumplimiento de sus obligaciones y el respectivo participante del mercado podrá ejecutar los mecanismos de cubrimiento pactados con el comercializador o el usuario no regulado. Cuando estos mecanismos de cubrimiento no sean suficientes para pagar las obligaciones de los servicios prestados en el mercado de gas natural, el respectivo participante del mercado podrá cobrar la tasa de interés de mora sobre los montos faltantes.”

El pago del que trata el texto transcrito corresponde al suministro ejecutado en el mes anterior al mes de pago, no al suministro que se ejecutará posteriormente al pago del mismo (con pago anticipado), que de hecho no es posible conocerlo con anterioridad, pues dependerá de las nominaciones diarias que se presentarán en el mes de ejecución del suministro.

50.3 Energy Transitions

“Se considera que no se deben limitar las garantías que pueden presentar los agentes del mercado para el respaldo de sus contratos. La CREG está limitando a un número de opciones, las cuales no abarcan la totalidad de garantías que existen en la actualidad, lo cual puede generar obstáculos en la suscripción de contratos, desincentivando el dinamismo del mercado.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 50.1.

50.4 GESTOR DEL MERCADO

"La Bolsa Mercantil de Colombia en desarrollo de sus funciones como Gestor del Mercado de gas durante el periodo 2015 – 2023 ha identificado una serie de oportunidades de mejora respecto al servicio de administración de garantías que actualmente presta por intermedio de los encargos fiduciarios establecidos para dicho fin.

Por lo anterior, sugiere que se estudie la opción de se incorporen al portafolio de servicios a cargo del Gestor del Mercado, los servicios de administración de garantías y de compensación y liquidación de las operaciones del Mercado Mayorista de gas natural y teniendo en cuenta la facultad otorgada a las bolsas de bienes y productos agropecuarios, agroindustriales o de otros commodities mediante el Decreto 2547 de 2014 .Por otra parte, el esquema propuesto prevé la posibilidad de que se consideren otro tipo de garantías admisibles para los participantes, dando así, diversidad de opciones para que el mercado tenga más tipos de garantías que se ajusten a sus necesidades.

Esta opción generaría eficiencias a las transacciones del mercado. "

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 tendrá en cuenta el comentario para un posterior desarrollo de la regulación en torno a las garantías, a partir del seguimiento de los efectos que se observen con la aplicación futura de los ajustes que se están realizando a las reglas de funcionamiento del Mercado Mayorista.

Anexo 7

51.1 ACP

"Si bien la subasta a utilizar en los escenarios de déficit ha surtido diferentes etapas de evaluación, aplicación y a análisis como el documento encargado a Harbord y Pagnozzi en 2011, se identifica un riesgo de que aunque el mecanismo intenta segmentar la demanda por la orientación de compra mediante los compradores Tipo A o B, es posible que los compradores, a pesar que deben asegurar el suministro de su demanda con la mayor firmeza posible prefieran contratación CFC u OCG sobre CF95, la cual respondería al objetivo de asegurar el suministro para demandas esenciales."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 15.

51.2 CANACOL ENERGY

"Si bien la subasta a utilizar en los escenarios de déficit ha surtido diferentes etapas de evaluación, aplicación y a análisis como el documento encargado a Harbord y Pagnozzi en 2011, se identifica un riesgo de que aunque el mecanismo intenta segmentar la demanda por la orientación de compra mediante los compradores Tipo A o B, es posible que los compradores, a pesar que deben asegurar el suministro de su demanda con la mayor firmeza posible prefieran contratación CFC u OCG sobre CF95, la cual respondería al objetivo de asegurar el suministro para demandas esenciales."

Se propone priorizar el proceso de subasta por rondas, en donde inicialmente se realicen las solicitudes para la modalidad contractual CF95, posteriormente rondas para CFC y OCF, esta alternativa permitiría asignar la mayor cantidad de energía en firme a la demanda que así lo requiere.

De la misma forma se mitiga el riesgo de precio - prima para el productor y se maximiza el uso de gas para la demanda que lo requiere.

Se sugiere revisar la redacción para que sea explícito en todas las instancias que el producto a subastar es CF95 y no CF (ie, numerales i y ii del literal b del numeral 5.6. del anexo de la referencia). "

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 al comentario 15.

51.3 ECOPETROL

"En el numeral 5.4 se establece la opción de dar prioridad a los contratos de OCG sobre los contratos de CFC.

Al respecto, es importante indicar que la suscripción de contratos bajo la modalidad de OCG no resulta atractiva por sí sola para el productor-comercializador pues, si no existe un contrato de CFC asociado, se podría limitar el despacho de las Fuentes de Suministro.

Considerando este riesgo para el productor-comercializador en términos de monetización de sus recursos petrolíferos, no es adecuado que la Comisión establezca el valor de la prima de los contratos OCG.

En tal sentido, sugerimos que: i) en la subasta propuesta se realicen las asignaciones de contratos CF95 y CFC de manera simultánea o secuencial; y ii) como resultado de la asignación de contratos CFC, se asignen cantidades correspondientes en OCG. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 15.

51.4 Efigas SA ESP

"Consideramos que el mecanismo de subasta de reloj ascendente no promueve la competitividad en el mercado y, aún más, podría aumentar el costo del gas para el usuario final. Esto se debe a que, en situaciones de desequilibrio en el suministro, donde se necesita asegurar la disponibilidad del producto para satisfacer la demanda, existe el riesgo de que las subastas se cierren a precios muy elevados.

Se sugiere establecer una alternativa podría ser evaluar otro método de asignación que garantice la competitividad en el suministro. Además, se sugiere considerar establecer alguna medida adicional para evitar aumentos excesivos en los precios durante estos procesos. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 15.

51.5 GESTOR DEL MERCADO

"Se sugiere realizar ajustes a los requisitos del subastador, armonizándolos con lo establecido en el proceso de selección del Gestor del Mercado de gas natural y lo referenciado en la

D – 902 116 DE 2025 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

Resolución CREG 186 de 2020 para las subastas C1 y C2 (Subasta similares a la propuesta), considerando: 1) que la Bolsa Mercantil de Colombia como Gestor del Mercado de gas natural tiene la experiencia y capacidad para realizar este proceso; 2) Se podrían generar la ineficiencias en la ejecución del mecanismo a tener que contratar un subastador internacional con costos por subasta de US\$ 100.000 como se observó en una subasta similar en 2015.

Este comentario se soporta en lo referenciado en los considerandos de la RESOLUCIÓN 137 DE 2016 y su documento soporte que señala: ""En ese sentido, del desarrollo de los procesos de comercialización de venta de capacidad excedentaria de transporte en 2015, se evidenció del resultado de la subasta del úselo o véndalo de largo plazo que el diseño de la misma podría simplificarse de forma tal que fuese más eficiente, teniendo en cuenta que en el anterior proceso solo se ocasionó la venta de una ruta de capacidad de transporte y el costo de ejecución de la subasta fue superior a 100.000 dólares de los Estados Unidos de América. Por lo anterior, se puede concluir que es pertinente introducir ajustes al reglamento de la subasta establecido en el anexo número 6 de la Resolución CREG 089 de 2013."" Para este proceso los costos de ejecución fueron altos y asumidos al final de la cadena de prestación del servicio por los usuarios, en parte porqué se requirió un subastador internacional, situación se podría repetir si se mantiene estos requisitos. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 15.

51.6 GESTOR DEL MERCADO

"Sugerimos revisar el plazo establecido en el numeral 5.4 de anexo 7, pues solo se tienen certeza de las cantidades a subastar el trigésimo séptimo día hábil del Trimestre Estándar de negociación, según lo establecido en el inciso "o" del numeral 2 de artículo 22. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 15.

51.7 GESTOR DEL MERCADO

"Como parte del Análisis de Impacto Regulatorio, sugiere realizar un taller donde se exponga las características de la subasta y se reciba realimentación de los distintos agentes."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 15.

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

51.8 PROMIGÁS

“Sobre la subasta en particular, la CREG está adoptando una subasta tipo inglesa ascendente, que inicia con precios de reserva del bien o servicio a subastar que corresponde al valor más bajo que los vendedores están dispuestos a recibir. El objetivo último de este tipo de subasta es maximizar el excedente del vendedor y despejar el exceso de demanda que se esté registrando, lo cual no responde en principio a la forma como se debe regular un servicio público que siempre busca minimizar el costo, siendo cuestionable adoptar este tipo de subastas en condiciones de oferta deficitaria y una demanda que los compradores prácticamente están obligados a cubrir.

En caso de que la Comisión mantenga este tipo de subasta, debería establecer un precio techo.”

Respuesta:

La subasta que se propuso en el Proyecto de Resolución mediante el Anexo 7 es la misma subasta utilizada en la Resolución CREG 089 de 2013, luego adaptada a la subasta de los productos C1 y C2 mediante la Resolución CREG 114 de 2017. Es decir, no se propuso nada nuevo en el Proyecto de Resolución al respecto del mecanismo de la subasta, precisamente aprovechando el conocimiento y experiencia de uso que los Participantes del mercado tenían de esta. Lo nuevo que se propuso en sí era la frecuencia de su utilización, el período de ejecución del producto subastado (1 Trimestre Estándar) y las condiciones de su aplicación (oferta comercial deficitaria para el trimestre de ejecución).

En todo caso, la subasta propuesta no será incluida en la resolución definitiva.

Ver respuesta al comentario 15.115 y al comentario 22.65.

51.9 SURTIGÁS

"Propone la CREG el desarrollo de subastas de reloj ascendente, en caso de déficit en un Punto de Referencia durante uno o más Trimestres Estándar de negociación. Con relación al mecanismo de subasta propuesto se tienen las siguientes observaciones relevantes:

- *La realización de este tipo de subastas es relativamente costosa. En el Anexo 7 del Proyecto de Resolución se encuentran disposiciones como las que a continuación se transcriben:*

“Responsabilidades y deberes del administrador de la subasta

(...)

c) Realizar a más tardar quince (15) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta del primer Trimestre Estándar de negociación de cada año de gas, a través de una empresa especializada, una auditoría operativa y de sistemas para verificar el adecuado funcionamiento del sistema de subasta...

(...)

g) Contratar el auditor de la subasta, proceso que debe estar finalizado por lo menos treinta (30) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la primera subasta para Trimestre Estándar deficitario.

D – 902 116 DE 2025 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

h) Si el administrador de la subasta no desempeña el papel de subastador, deberá contratarlo, proceso que deberá estar finalizado por lo menos treinta (30) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la primera subasta para Trimestre Estándar deficitario”.

La CREG debería reconsiderar la periodicidad con la que se realizan estas subastas y si realizar este tipo de subastas anualmente, resulta eficiente en términos de costos y resultados. Más aún, cuando la UPME prevé desabastecimiento de gas en el mediano y eventualmente largo plazo.

• Como se mencionó previamente, el Artículo 88.1. de la Ley 142 de 1994 dispone lo siguiente:

“Las empresas deberán ceñirse a las fórmulas que defina periódicamente la respectiva comisión para fijar sus tarifas, salvo en los casos excepcionales que se enumeran adelante. De acuerdo con los estudios de costos, la comisión reguladora podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas; igualmente, podrá definir las metodologías para determinación de tarifas si conviene en aplicar el régimen de libertad regulada o vigilada”.

La subasta que está adoptando la CREG es una subasta inglesa ascendente, que se caracteriza porque inicia con precios de reserva del bien o servicio a subastar que corresponde al valor más bajo que los vendedores están dispuestos a recibir por él. En todo caso, el objetivo último de este tipo de subasta es maximizar el excedente del vendedor y despejar el exceso de demanda que se esté registrando.

Objetivo el primero, que no responde en principio a la forma como se debe regular un servicio público que siempre busca minimizar el costo, pero que resulta eficiente en el sentido de Pareto cuando el bien es asignado a aquellos compradores con la mayor disponibilidad a pagar.

Así mismo, es cuestionable adoptar este tipo de subastas en condiciones de una oferta de venta deficitaria y una demanda que los compradores prácticamente, o en la gran mayoría de los casos, están obligados a cubrir.

En las circunstancias descritas la CREG debería establecer un precio techo a la subasta, cuya fijación presenta dos opciones:

a) *Fijar el precio techo con el costo de un energético o combustible sustituto del gas natural, que sea mayoritariamente común y factible para todos los compradores; o en su defecto y siendo conscientes de que tal sustituto con alta probabilidad no exista,*

b) *Fijar el precio techo con el costo del único sustituto que con seguridad es común para todos los compradores y se trata del GNL importado.*

Se sugiere adoptar como precio techo de la subasta el precio de exportación del GNL proveniente de USA, país que, en el contexto regional, posee los mayores excedentes de gas natural con destino a la exportación.

Recomendamos que esta propuesta de precio techo también aplique para los casos señalados en el artículo 19, cuando utilicen mecanismos de concurrencia para la asignación de la oferta.

D – 902 116 DE 2025 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 CREG definiría la fuente oficial de datos y si el precio techo se fija con el precio del GNL correspondiente al último mes previo el inicio del Trimestre Estándar de negociación, o si opta por otras variantes como el precio promedio del GNL en el último trimestre, previo el inicio del Trimestre Estándar de negociación.

Es probable que los Vendedores declaren como precio de reserva el precio techo, lo que implicaría una subasta de una sola ronda y la imposibilidad de despejar el exceso de demanda. Lo que implicaría la asignación del gas disponible a prorrata entre los compradores.

Solo ocurriría el despeje de alguna demanda en exceso, cuando el precio techo supere el costo del sustituto que en la práctica enfrente un comprador.

La fijación de un precio techo y el comportamiento esperado que de él se deriva, es suficiente indicio para la CREG de que la subasta inglesa como está planteada produciría un desbordamiento injustificado de los precios y una parte de la demanda no servida.

De hecho, las ofertas de precios que se están registrando en el mercado en la actualidad, oscilan entre los 12 USD/MBTUD y los 20 USD/MBTUD. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 22.65 y al comentario 51.8.

General

52.1 ACOLGÉN

"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 a pesar de ello aún no existe definición regulatoria para su mantenimiento o reemplazo. "

Respuesta:

El marco regulatorio vigente, mediante en el que se estableció un esquema de un ingreso regulado por el uso de Gas Natural Importado en generaciones de seguridad del sector eléctrico, efectivamente termina su vigencia en diciembre de 2025 de acuerdo con la Resolución CREG 195 de 2016. El marco regulatorio establecido para ello partió de análisis, datos y estudios desarrollados antes de la publicación de la Resolución CREG 089 de 2013, que inicialmente estableció las reglas de funcionamiento del Mercado Mayorista, tal como es conocido hoy en día mediante la Resolución CREG 186 de 2020.

En el Decreto 1073 de 2015 se han establecido lineamientos de política energética que han buscado incentivar el desarrollo de infraestructuras de regasificación con base en la iniciativa de los mismos agentes. Básicamente, en el artículo 2.2.2.2.40 se expresa:

D – 902 116 DE 2025 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

“ARTÍCULO 2.2.2.2.40. 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 . 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 . 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.”

Por otra parte, la CREG expidió la Resolución 101 017 de 2022 por la cual se define una opción del sector eléctrico para la asignación de Obligaciones de Energía Firme a plantas existentes que se respaldan con gas natural, mediante la cual se incluyen incentivos de períodos de asignación de OEFs que se respaldan con suministro de gas de campos nacionales y/o infraestructuras de importación de gas natural existentes hasta por cinco años y con suministro de gas de nueva infraestructura de importación de gas natural hasta por diez años.

Asimismo, mediante la Resolución CREG 102 009 de 2024 se estableció como requisito para realizar las declaraciones de la oferta de CIDVF, que esta deberá estar respaldada, previamente a la declaración que se realice al Gestor del Mercado, con contratos que permitan al Comercializador de gas importado el acceso y derecho de uso de capacidad suficiente para inyectar gas natural proveniente de las infraestructuras de importación de gas natural, con el fin de cumplir con la entrega diaria del suministro garantizado, ya sea mediante Infraestructuras de Regasificación o mediante Interconexiones Internacionales, estén o no conectadas físicamente al SNT.

Más recientemente, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 1467 de 2024, mediante el cual se modifica el Decreto 1073 de 2015, con el fin de adoptar medidas de política pública orientadas a viabilizar las fuentes de gas natural costa afuera y la importación de gas natural. En dicho Decreto se establecen incentivos adicionales para el desarrollo de infraestructuras de regasificación, incluyendo la modalidad contractual Contrato Firme sujeto a Condiciones y otros aspectos fundamentales para el desarrollo de las infraestructuras de regasificación. Asimismo, se especifica, en la definición adicionada al artículo 2.2.2.1.4 el Decreto 1073 de 2015 lo siguiente:

“Operación de la infraestructura de regasificación: Actividad complementaria del servicio público domiciliario de gas combustible, cuya construcción y operación podrá ser desarrollada por los agentes interesados.

Corresponderá a la CREG en el marco de sus funciones, especialmente en las señaladas en el artículo 290 de la Ley 1955 de 2019, definir la regulación aplicable a los agentes que operen la infraestructura de regasificación.

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

En todo caso, la CREG en la regulación que expida, deberá garantizar la prestación eficiente del servicio público domiciliarios de gas combustible, para lo cual podrá entre otras cosas, definir o segmentar nuevas actividades que surjan en el desarrollo de la operación de la infraestructura de regasificación, y establecer la participación de los agentes que desarrollen tales actividades.” (subrayado en negrilla fuera de texto)

Es de tener en cuenta que la CREG contrató un estudio de consultoría en el año 2024 cuyos resultados servirán de referencia con el fin de establecer la regulación que se especifica en el mencionado artículo, en desarrollo de la actividad 49 incluida en la Agenda Indicativa del 2025, publicada mediante la Circular CREG 121 de 2024.

Por último, corresponde al Ministerio de Minas y Energía, a partir del Estudio Técnico que elabore la UPME para tal fin, adoptar el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, mediante el que se busca asegurar que las obras requeridas para garantizar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento se ejecuten y entren en operación de manera oportuna. Este plan no restringe la libertad que tienen los agentes transportadores de realizar ampliaciones o expansiones en el SNT previo cumplimiento de la normatividad vigente y, es en este sentido que la política energética actualmente tiene dispuesto disposiciones para la contratación de las Infraestructuras de Regasificación e Interconexiones Internacionales, con base en las cuales los Participantes del mercado pueden avanzar actualmente negociaciones para el acceso y uso de dichas infraestructuras³.

52.2 ACOLGÉN

“La adjudicación de la infraestructura de regasificación del Pacífico contenida en el plan de abastecimiento de gas natural 2020 adoptado por el Ministerio de Minas y Energía. Si bien hasta hace unos días existía un cronograma en marcha para el proceso de adjudicación de la regasificadora del Pacífico, el mismo se ha presentado desierto después de la revisión de documentación puesto que no existía una propuesta que cumpla con los requisitos legales mencionados y que sea susceptible de subsanación, y menos aún de adjudicación, esto genera

³ “ARTÍCULO 2.2.2.2.36. 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.”

“ARTÍCULO 2.2.2.2.40. 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

una gran incertidumbre respecto a la viabilidad de contar con gas natural importado en el corto y mediano plazo, este proceso se ha venido alargando por más de 2 años generando peligros que ello entraña en materia de confiabilidad y formación eficiente de precios en el mercado de energía.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 52.2.

52.3 ACOLGÉN

"Información en tiempo real y nuevas actividades del Gestor del Mercado Desde la Asociación recomendamos que esta propuesta se sujete a un análisis costo-beneficio riguroso, que identifique claramente el impacto de la medida sobre los usuarios de gas natural y el sistema.

Entendemos que la Comisión intenta poner en el mercado la mayor cantidad de gas no utilizado día a día y que en tiempo real se pueda saber quiénes tienen excedentes y quienes faltantes en los desbalances diarios propios de la operación. Sin embargo, la propuesta finalmente resulta en la realización de balances diarios, lo cual no creemos que brinde mayores beneficios al mercado.

Como lo comentamos anteriormente, sería interesante analizar la propuesta en la operación propia del día a día donde hay desbalances en el sistema para poder tranzar gas entre agentes, lo cual podría darse y ser interesante si el gestor se conectara a los BEO de los transportadores.

Aun así, creemos que la propuesta debería ser analizada desde un exhaustivo análisis de costo-beneficio, ya que el costo de su implementación podría ser bastante elevado, y es un servicio que la demanda va a tener que pagar.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 5.1.

52.4 ACOLGÉN

“Reiteramos nuestra preocupación frente a la escasez de oferta en el corto plazo y en especial para el próximo año 2023 - 2024, en donde será fundamental que el productor ponga sobre la mesa cantidades adicionales de gas natural para garantizar una generación térmica confiable y continúa, que respalde al sistema eléctrico colombiano a precios menores que los combustibles líquidos actuales. Aunque se cuenta con un respaldo en líquidos que perfectamente soporta las OEF actuales, para nadie es un secreto que la escasez en la oferta de gas nacional obligó a migrar a respaldos de OEF con líquidos y fue la causa principal que originó en 2016 que se evaluara el beneficio a la demanda en el cobro de restricciones al utilizarse generación con gas natural importado GNL frente a los líquidos, para resolver generaciones de seguridad en la costa, que finalmente terminaron con la construcción de la planta de importación de Cartagena, claro está con un ingreso regulado del sector producto de dicho beneficio. ”

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

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.2.

52.5 ACP

"La experiencia regulatoria ha demostrado e incluido como una buena práctica la aplicación paulatina o progresiva de las reformas estratégicas de los mercados regulados. En este sentido, la aplicación en una sola etapa podría causar traumatismos sobre los agentes del mercado e incluso afectaciones a los usuarios finales. Reformas de gran envergadura previstas para otros sectores regulados por la CREG como lo puede ser el mercado eléctrico considera 3 etapas, permitiendo un ajuste y entendimiento de los nuevos mecanismos. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.14 y al comentario 15.1.

52.6 ACP

"Una de las recomendaciones que se dieron con la entrada de Colombia a la OCDE, fue la de la necesidad de que la regulación convergiera de forma mucho más simple y elocuente sobre los comportamientos de los agentes o agentes regulados.

La redacción y estructura de la propuesta regulatoria sigue basándose en resoluciones antiguas que no cumplen con las recomendaciones dadas por la OCDE. Si bien se evidencia el esfuerzo de la comisión en la optimización estructural de la regulación, sigue existiendo la necesidad de integrar estos nuevos lineamientos en el marco de las buenas prácticas regulatorias.

No realizar modificaciones que hagan amable y directo el entendimiento de la regulación redundaría en ineficiencias de los agentes regulados para la correcta interpretación de la regulación. "

Respuesta:

En la resolución definitiva se busca consolidar y simplificar los ajustes del Mercado Mayorista, hasta donde ello no riña con el objetivo principal de aumentar la oferta para la contratación en firme del suministro de gas de producción nacional y del uso diario de la mayor cantidad de gas de origen nacional que es potencialmente producible, pero con un esquema neutral para la contratación del suministro de gas importado que complementa el faltante de suministro que pueda surgir por insuficiencia del gas de producción nacional.

La resolución definitiva se basa en una resolución integral, que no modifica sino que deroga la Resolución 186 de 2020, tal como se propuso desde un principio, con un efecto esperado de las reglas ajustadas es que habrá mayor flujo de información diaria y mayor frecuencia de negociaciones con todo lo que ello implica, que requerirá un mayor esfuerzo de todos los

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

Participantes del mercado pero que se espera que el costo de dicho mayor esfuerzo sea muy inferior al beneficio esperado resultante de la aplicación de las nuevas medidas.

52.7 ACP

"Los documentos en consulta prevén la presentación por parte del Gestor del Mercado de un análisis de efectividad y eficacia de las propuestas presentadas en el proyecto normativa incluyendo el efecto del MADE en el mercado.

Independientemente del concepto que presente el Gestor del Mercado, creemos que el MADE como mecanismo central del Mercado Mayorista puede tener implicaciones contrarias a la esencia misma de la regulación económica de los mercados que es propender por la liquidez y el crecimiento de este. "

Respuesta:

En el comentario no se observa un argumento específico respecto de las medidas propuestas por la CREG que tengan implicaciones contrarias a la liquidez y al crecimiento del mercado, para poder analizarlas e incorporar ajustes a la resolución definitiva. Es posible que el desarrollo específico de tales implicaciones se encuentre en los comentarios presentados al articulado, por lo que se sugiere considerar las respuestas dadas a los comentarios de cada artículo incluido en el presente Anexo.

Ver respuesta al comentario 21.22.

52.8 ACP

"Frente al segmento de la demanda consideramos que el mecanismo del MADE genera señales que podrían inducir a la destrucción de segmentos relevantes como lo es la demanda Termoeléctrica, industrial y/o incluso vehicular, al ser consideradas como demandas residuales y sin ningún tipo de participación competitiva sobre los volúmenes que requieren para sus actividades en escenarios deficitarios. La aplicación recurrente del MADE podría llevar a la migración energética por parte de agentes que hoy en día representan cerca de dos terceras partes del mercado. Cualquier energético sustituto de más fácil acceso (y posiblemente mas contaminante) que se adapte a las necesidades de la demanda podría cubrir esta condición. "

Respuesta:

La resolución CREG para las reglas de funcionamiento del Mercado Mayorista se basa en los lineamientos de la política energética contemplados en el Decreto 1073 de 2015, en el que se destaca el contemplado en el artículo 2.2.2.2.25 del mencionado decreto, que establece:

*"(...) 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*

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

concentración del mercado y generar información oportuna y suficiente para los Agentes”.
(subrayado en negrilla fuera de texto).

Por otra parte, en el artículo 2.2.2.2.16 del decreto en mención se incluye, en el desarrollo de la política energética del Mercado Mayorista de gas natural, una señal que se debe tener en cuenta en el desarrollo de la regulación, y que no necesariamente satisface la totalidad de los criterios incorporados en el parágrafo 2 del artículo 2.2.2.2.25 mencionado, que es la siguiente:

“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 en negrilla fuera de texto)

En la resolución definitiva se ha buscado dar la mayor armonía y mayor equilibrio a partir de los lineamientos de política arriba especificados, en cuanto a que en la Demanda Esencial se incluyen usuarios regulados y no regulados en los que el costo de oportunidad del recurso es diferente, así como la manera en que se puede participar en la contratación del suministro de gas natural para expresar dicho costo de oportunidad.

Ver respuesta al comentario 3.44 al comentario 21.54.

52.9 ACP

“En este mismo sentido, resulta curioso que uno de los lineamientos de política pública que se han dictado desde el ejecutivo se encuentran orientadas a la reindustrialización mediante industrias intensivas en el consumo energético como la metalurgia, los fertilizantes e incluso el hidrogeno, en donde el gas natural es el común denominador de estos. Valdría la pena evaluar las señales que se le dan a la demanda sobre el acceso y sostenibilidad del suministro energético.”

Respuesta:

Los aspectos que convienen en la política energética son de competencia del Gobierno Nacional, con base en los cuales la regulación de la CREG determina cómo debe funcionar el Mercado Mayorista, atendiendo en todo caso a lo establecido en la Ley 142 de 1994 y en la Ley 401 de 1997, para la prestación del servicio público domiciliario y sus actividades complementarias.

52.10 ACP

“Frente a la oferta, se evidencian algunas señales positivas en búsqueda del desarrollo oportuno de fuentes potenciales de suministro y condiciones de ajuste a los precios, que sin duda son significativas para el productor-comercializador. Sin embargo, existen señales cruzadas sobre la integración comercial de los agentes productores-comercializadores, especialmente sobre las restricciones que tendría para tener un rol dinamizador el mercado. Se identifica una permanente desconfianza sobre los comportamientos que pueda llegar a desarrollar la oferta, los cuales en el largo plazo podrían limitar la participación de estos agentes en el mercado.”

D – 902 116 DE 2025 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:

Los ajustes propuestos a las reglas de funcionamiento del Mercado Mayorista no han considerado elementos de desconfianza como se sugiere en el comentario recibido, sino elementos de ineficiencia que parten de información insuficiente, inoportuna, limitada e imprecisa, así como de inflexibilidades que en el desarrollo inicial del Mercado eran adecuadas pero que actualmente limitan las negociaciones entre las partes, para sacar el mayor provecho de la capacidad de producción de gas nacional.

Ver respuesta al comentario 19.2.

52.11 ACP

"La definición de los balances comerciales bajo los cuales se rige el MADE puede generar un ""encapsulamiento"" comercial del gas en condiciones deficitarias, esto al limitar la importación a puntos deficitarios de puntos de referencia superavitarios. Esta condición se profundiza al considerar que nos encontramos en un sistema naturalmente segmentado, con una interconexión entre sistemas deficiente y que no garantiza confiabilidad.

Tanto el encapsulamiento como la infraestructura son elementos que en su conjunto, terminarían arbitrando y definiendo los puntos de referencia y por ende los balances comerciales, antes incluso que las mismas puntas del Mercado primario. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.2 y al comentario 3.14.

52.12 ACP

"No se identifican alternativas para la movilidad del gas en el STN ni se identifica un avance sobre la contratación conjunta de suministro y transporte. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.20, al comentario 21.46 y al comentario 52.1.

52.13 ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.

"En el proceso de comercialización se puede evidenciar que el mecanismo actual no permite que se garantice adjudicación a la demanda regulada.

Proceso en la adjudicación de capacidad de transporte análogo a cuando hay congestión contractual en donde se da prioridad a la demanda regulada. "

D – 902 116 DE 2025 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 al comentario 21.46.

52.14 ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.

"El proceso de comercialización actual evidencia claramente un fenómeno de escasez, con reducidas ofertas de gas natural que inevitablemente produce un aumento desproporcionado a la tarifa de gas natural y con ello afecta la competitividad, el desarrollo y el crecimiento de este energético.

Con respecto al proceso de comercialización del campo chuchupa, la metodología actual de subasta ocasiono un aumento en la tarifa de manera desproporcionada con incremento de mas del 80%, lo que ratifica lo expuesto anteriormente y da unas señales de preocupación al mercado, y va en contravía de políticas de estado como lo son tarifas justas. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 52.8.

52.15 ANDEG

"Sea esta la oportunidad para reiterar lo solicitado en el comunicado ANDEG 061 de 2023, en donde se planteó la solicitud de ampliación de plazo para comentarios de esta propuesta regulatoria y también la realización de un taller con los agentes, el regulador y el Gestor de Gas, dada la coyuntura, en primer lugar, de negociaciones bilaterales en el marco de la Circular 066 de 2023, en donde fue extendido el plazo para la realización de algunas actividades. "

Respuesta:

El plazo otorgado para comentarios se considera suficiente, tal como lo demuestra la gran cantidad, profundidad y oportunidad de los comentarios recibidos.

52.16 ANDEG

"Observamos que no hay una transición planteada entre el esquema comercialización propuesto y el existente actualmente. En adición, creemos que el esquema regulatorio de Mercado Mayorista debe revisarse de forma articulada con la comercialización minorista, también importante para el desarrollo del mercado de gas natural, en el contexto del impacto regulatorio para el usuario final. En ese sentido, vemos relevante que el Regulador publique también el esquema de comercialización minorista de tal forma de realizar una valoración integral del mecanismo propuesto por la CREG. "

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 CREG publicó la Resolución 102 003 de 2022 que establece los criterios generales para remunerar la actividad de comercialización minorista de gas combustible a usuarios regulados y se establecen las reglas para la solicitud y aprobación de los cargos tarifarios correspondientes.

Ver respuesta al comentario 52.5.

52.17 ANDEG

"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 (electricidad, gas).

Creemos que con la propuesta se procura flexibilizar los mecanismos para la comercialización del gas natural; y si bien, en el documento soporte se incluye en el balance de gas natural la demanda termoeléctrica, al utilizar como criterio principal del esquema propuesto la atención de la Demanda Esencial, se estaría dejando a un lado la demanda de generación térmica, la cual, puede llegar a representar en situaciones de hidrología crítica, por encima del 40% de la demanda atendida. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.44, al comentario 21.54, al comentario 52.1 y al comentario 52.8.

52.18 ANDEG

"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 en la gestión de la infraestructura de gas natural y del sistema eléctrico, al aumentar 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, observamos que se puede llegar a comprometer la suficiencia energética, o bien, gas natural, o electricidad, con lo cual, es adecuado que se prevean mecanismos de coordinación en la prestación del servicio al usuario final, en todo caso, preservando el marco de las relaciones contractuales entre los agentes de la cadena de gas natural. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.2 y al comentario 52.17.

52.19 ANDEG

"Que la propuesta regulatoria se articule con protocolos de coordinación de los sectores de energía eléctrica y de gas natural orientados a optimizar el despacho y redespacho de las plantas

D – 902 116 DE 2025 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

termoeléctricas a gas natural, en el contexto de las propuestas de modernización del mercado de energía mayorista en lo relacionado con mercado de corto plazo y de servicios complementarios (Resolución CREG 143 de 2021).

Adicionalmente, el desarrollo regulatorio del Mercado Mayorista de gas natural deberá considerar la flexibilidad que requiere el Sistema Nacional de Transporte (SNT), para asegurar el acceso por parte de la demanda a las diferentes Fuentes de Suministro en condiciones de competitividad y eficiencia económica. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.46.

52.20 ANDEG

"La Comisión debería fomentar el desarrollo de contratos de largo plazo para asegurar el crecimiento de la demanda, pues tal como lo señaló el Documento del Foco 2 de la Misión de Transformación Energética, la regulación del mercado de gas que se ha llevado a cabo durante los últimos años ha hecho que la demanda de este energético se haya marchitado, al permitir, por ejemplo, que la mayor parte de las plantas térmicas del interior acudan al mercado de combustibles líquidos para respaldo de las Obligaciones de Energía Firme (OEF) al no encontrar disponibilidad de oferta de gas natural flexible y acorde a los requerimientos de operación del sector térmico en el SIN. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.2, al comentario 22.68, al comentario 52.1 y al comentario 52.8.

52.21 ANDEG

"Que el Regulador de alcance al Documento Soporte con el desarrollo de un análisis de impacto regulatorio. Así mismo, es importante llevar a cabo talleres y espacios de discusión, 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:

El Gestor del Mercado, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 076 de 2019 y a través de un Sistema de Información, prestará de manera total y completa, los servicios de que trata dicha Resolución.

Durante la etapa de ejecución de prestación de sus servicios y conforme a los mismos, el Gestor del Mercado deberá adelantar programas de capacitación y entrenamiento a usuarios del Sistema de Información y mantendrá disponible documentación acerca de su funcionamiento y operación. Para ello el inicio de la implementación de la nueva resolución será tres meses después de su publicación, es decir, a partir del 1 de junio de 2025

D – 902 116 DE 2025 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

52.22 ANDEG

"Es pertinente destacar que la propuesta regulatoria establece una serie de obligaciones al Gestor de Gas, con lo cual, también es adecuado que esta entidad lleve a cabo talleres de socialización frente a los cambios propuestos. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 52.21.

52.23 ANDESCO

"• Situación del proceso de comercialización de gas

Como lo manifestamos en las consultas realizadas previo a la emisión de este proyecto de resolución, consideramos fundamental abordar problemáticas que implícitamente generan un impacto en las señales que recibe el mercado y por ende en su comportamiento. En consecuencia, vemos necesario destacar la señal de escasez.

La declinación de algunos campos y la reducida oferta de gas natural, teniendo en cuenta, además, aspectos que hemos mencionado en comunicaciones sobre los procesos de comercialización anteriores, respecto al aumento de la posición dominante de algunos productores en un mercado altamente concentrado para estos; tendrá un efecto en la comercialización de suministro.

Lo anterior, sin duda, se ha visto reflejado en los procesos de comercialización de los últimos años y será importante revisar la situación resultante del proceso que se adelanta, teniendo en cuenta, además, que las disposiciones del proyecto permitirían que el productor participe en el Mercado secundario vendiendo excedentes interrumpibles.

Adicionalmente, consideramos importante definir mecanismos competitivos para la asignación de cantidades a los diferentes tipos de demanda en los casos en los que haya déficit de gas natural, teniendo en cuenta el impacto en los precios que genera una situación de escasez. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 19.2, al comentario 22.9 y al comentario 52.6.

52.24 ANDESCO

"Adicionalmente, en aras de identificar oportunidades de mejora para el Mercado Mayorista de gas natural, consideramos relevante que se adelante un balance de la aplicación de las disposiciones de comercialización de transporte, dado que a partir de esta se empezó a operar a nivel trimestral. "

D – 902 116 DE 2025 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 al comentario 21.46.

52.25 ANDESCO

"Finalmente, vemos necesario que desde la Comisión se adelante un taller para este proyecto de resolución, buscando que las empresas puedan poner en común entendimientos, resolver dudas y abordar las observaciones sobre las propuestas contenidas en el documento. "

Respuesta:

La CREG hará talleres de divulgación y explicación de los aspectos, que de manera definitiva, ajusten las actuales reglas de funcionamiento del Mercado Mayorista.

Ver respuesta al comentario 52.21.

52.26 CANACOL ENERGY

"Ampliar el plazo para comentarios dado que es una resolución muy importante para el sector que presenta cambios estructurales en el modelo de comercialización actual. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 52.15.

52.27 CANACOL ENERGY

"Consideramos que se requiere realizar al menos una audiencia de socialización con el fin de verificar si entendimiento y la interpretación de los agentes del mercado, es el mismo que la comisión tiene la intención de darle, aun mas teniendo en cuenta que el documento soporte no se ve armonizado con el acto administrativo. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 52.25.

52.28 CANACOL ENERGY

"Armonización entre lo descrito en el documento soporte y el acto administrativo de la resolución.

Se solicita verificar que todo lo contenido en el documento soporte también se encuentra en el acto administrativo, por ejemplo se ha identificado que de acuerdo al documento soporte, se

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

pretende que aquellos campos en pruebas extensas, tengan mayor flexibilidad (numeral 3.2.4), sin embargo, esto no se evidencia en la resolución. "

Respuesta:

En el documento de soporte de la resolución definitiva se busca incluir todos aquellos aspectos que explican las decisiones definitivas respecto de los ajustes al Mercado Mayorista, de una manera resumida y efectiva. En el caso de los campos en pruebas se propusieron flexibilidades en la resolución consultada que, en la resolución definitiva, tendrán mayor desarrollo, de acuerdo con la Resolución CREG 102 009 de 2024, la Resolución CREG 102 013 de 2024 y al Decreto 1467 de 2024.

Ver respuesta al comentario 8.7.

52.29 CANACOL ENERGY

"Consideramos importante incluir en la resolución etapas para la implementación (ajuste, pruebas e implementación), en todas las reglas establecidas en la resolución, especialmente del MADE, lo anterior con el fin de que permitan claramente identificar los pasos a seguir y la aplicabilidad real de esta.

Adicionalmente a la implementación de estas etapas sería recomendable que incluyeran una de evaluación de si el mecanismo realmente da liquidez al mercado.

Otros actos administrativos de gran envergadura previstas para otros sectores regulados por la CREG como lo puede ser el mercado eléctrico considera 3 etapas, permitiendo un ajuste y entendimiento de los nuevos mecanismos.

Se propone incluir un articulo que considere una aplicación por etapas del mecanismo del MADE, se sugieren las siguientes:

Etapas 1: Etapa de preparación de información

Los agentes del mercado, incluyendo al Gestor del Mercado tendrán un Trimestre Estándar para preparar y definir los mecanismos y lineamientos de reporte de información con el animo de que al final de este periodo no existan dudas para el reporte.

Etapas 2: Periodo de simulación

Con base en la información reportada en el trimestre siguiente a la terminación de la Etapa 1, el gestor deberá definir y poner en consulta la metodología que se usará para la selección de Puntos de Referencia. Luego de implementar los ajustes propuestos por el mercado deberá ejecutar el balance propuesto por la regulación. En caso de que el balance de resultado excedentario realizará la oferta de forma equitativa a cada fuente hasta que se genere una condición de escasez para que de esta forma simular una condición de escasez y simular todo el procedimiento propuesto para la condición deficitaria.

Etapas 3:

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

Para el tercer y cuarto trimestre luego de la entrada en vigencia del proyecto normativo se presentará un análisis por parte del Gestor del Mercado, así como de los agentes en donde se aclararán dudas y realizarán ajustes a los mecanismos y a la regulación de estos.

*Etapas 4:
En el quinto trimestre luego de la entrada en vigencia del proyecto normativo, se dará la entrada en pleno de las medidas dispuestas en la propuesta regulatoria.*

Parágrafo: La reglamentación dispuesta se aplicará de forma paralela con la vigente dispuesta en la R.CREG 186 de 2020 hasta que se de el 5to trimestre luego de la entrada en firme de la propuesta normativa. "

Respuesta:

En la resolución definitiva se ha simplificado, por una parte, el desarrollo de las negociaciones de suministro con base en el desarrollo de lo que se podría asimilar a un ejercicio continuo de “cronogramas trimestrales”. Por otra parte, ya no se está incluyendo procedimientos o mecanismos de comercialización específicos establecido por la CREG en el Mercado primario, sino que se está permitiendo, para todos los casos de Fuentes de Suministro, sean de gas de origen nacional o de gas obtenido en el exterior, el desarrollo de las negociaciones directas en las que los vendedores libremente pueden establecer sus propios mecanismos de comercialización. Lo anterior se permite en la resolución definitiva, condicionado eso sí a la aplicación de los principios de eficiencia, publicidad, neutralidad, transparencia y objetividad.

Asimismo, en la resolución definitiva se mantienen varios de los desarrollos regulatorios realizados desde junio de 2024, en las resoluciones CREG 102 007 de 2024, 102 009 de 2024 y 102 013 de 2024, con algunos ajustes menores sobre todo en cuando a la actualización de las cantidades de oferta en firme PTDVF y CIDVF, siendo un aspecto fundamental el procedimiento de priorización para la atención de la Demanda Esencial. Lo anterior, por tanto, ha permitido avanzar previamente etapas de aspectos esenciales propuestos en el Proyecto de Resolución CREG 702 003 de 2023, no solamente en el Mercado primario, sino también en el Mercado secundario, tanto para contrataciones de suministro en firme, como para contrataciones de suministro con interrupciones.

En cuanto a la medición de si las medidas finalmente adoptadas aumentan la liquidez del mercado, es muy importante notar que, de una mayor liquidez en el mercado, se espera que resulte un menor margen de comercialización en los contratos de suministro, sobre todo en el Mercado secundario, por el menor riesgo que se tiene al percibirse un aumento en ofertas de venta y de compra. Si finalmente se encuentra que hay datos que muestran un aumento de “liquidez” en el mercado, pero los márgenes (la diferencia entre valor de compra y valor de reventa) son superiores a los que había con un mercado de menor liquidez, el objetivo simple de aumentar liquidez deja de ser interesante.

Ver respuesta al comentario 3.14, al comentario 15.1, al comentario 21.22, al comentario 22.9 y al comentario 52.25.

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

52.30 CANACOL ENERGY

"La metodología de cargos por distancia de transporte limita la interacción entre sistemas, así como el MADE ""encapsula"" las relaciones comerciales entre oferta y demanda. Esto profundiza esta condición de iliquidez en el mercado.

Se propone avanzar en la regulación que reemplace la metodología de distancia actual, con una metodología eficiente. Este avance generaría mas competencia y relaciones comerciales con las cuales se optimizaría el MADE."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.14.

52.31 CANACOL ENERGY

"Consideramos que los análisis de impacto normativo realizados en el documento soporte son insuficientes para determinar los reales impactos en todos los agentes, por ejemplo al analizar las implicaciones de la aplicación de la resolución en los términos que actualmente esta, se hace evidente que los precios de la molécula tendrán que ajustarse en razón a la operatividad de los esquemas, esto a su vez implica un aumento también en lo que los usuarios finales tendrán que asumir.

Completar el análisis de impacto normativo de acuerdo a lo establecido por el DNP, teniendo en cuenta los impactos que el cambio tendría sobre todos los agentes de la cadena de suministro de Gas Natural, y al final en conjunto sobre el mercado de gas en particular. "

Respuesta:

No es clara la razón que lleva a concluir lo que se afirma en el comentario, en cuanto a “que los precios de la “molécula” tendrán que ajustarse en razón a la operatividad de los esquemas”. Se espera que, con el esquema propuesto y las decisiones definitivas al respecto de dicho esquema, los costos finales del suministro sean inferiores a los que se obtendrían, en las mismas circunstancias actuales, de no hacer ningún ajuste como los que se proponen, a las reglas del Mercado Mayorista. Por otra parte, se hace imposible hacer simulaciones válidas sobre escenarios que no son comparables, sobre todo cuando la oferta actual máxima de gas de origen nacional de corto, mediano y largo plazo, empieza a ser insuficiente con respecto a la demanda interna del energético.

Lo anterior no implica que no habrá actuaciones regulatorias futuras en el corto y mediano plazo, de seguimiento y de ajuste de reglas del Mercado Mayorista, sobre todo en seguimiento a los márgenes de comercialización del Mercado secundario y a los costos de intermediación del gas obtenido en el exterior.

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

52.32 CANACOL ENERGY

"En varios de los documentos publicados por el gobierno nacional tales como la hoja de ruta de transición energética justa, o el Plan Energético Nacional - PEN, se establece que el Gas Natural es el energético de la transición, permitiendo crecer el uso del energético en el sector residencial y hacer sustitución de energéticos mas contaminantes, sin embargo, no se evidencia coherencia entre lo establecido en la resolución y estos lineamientos.

Armonizar la política pública con el fin de que se vea reflejada en la regulación. "

Respuesta:

La regulación de la CREG permite contar con los instrumentos necesarios para dar cumplimiento a los lineamientos de la política energética dl Gobierno Nacional, dando el marco necesario para la prestación del servicio público domiciliario como sujeto de la Ley 142 de 1994 y de la Ley 401 de 1997. En la regulación propuesta se busca entonces entregar las reglas necesarias para que la demanda interna sea abastecida de la manera más eficiente posible, ya sea que se presenten escenarios de abundancia de oferta de suministro de gas de origen nacional o que se presenten escenarios de insuficiencia del gas de origen nacional que requiera la complementación con oferta de gas obtenido en el exterior.

Asimismo, se incluyen las reglas para los contratos de modalidades de tipo firme que surgen como resultado de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, adoptados por el Ministerio de Minas y Energía mediante el Decreto 1467 de 2024. Con ello se busca dar la estabilidad regulatoria necesaria para que los campos que se encuentren actualmente y en el futuro, en fases de evaluación de la comercialidad, puedan lograr el cierre financiero necesario para una decisión final de inversión positiva para el desarrollo del campo

Ver respuesta al comentario 52.6.

52.33 CANACOL ENERGY

"En el documento soporte numeral 2.1 se establece que una de las problemáticas identificadas es la necesidad de establecer estímulos para la oferta comercial, quisiéramos preguntar a la comisión, como resuelve esta problemática la resolución? "

Respuesta:

Para aumentar la oferta nacional de suministro de gas se requieren de mayores inversiones de infraestructura de producción de los campos existentes, no solo en el corto plazo sino también en el mediano plazo. El esquema de negociación que se establece con mayor frecuencia, por una parte, con inicios de ejecución contractual en años futuros sin las restricciones que en la Resolución CREG 186 de 2020 existen y que se proponen retirar en la propuesta publicada, así como la posibilidad de pactar índices o ecuaciones de actualización de precios en forma más autónoma entre las partes, son alguna de las varias medidas que buscan facilitar que la oferta comercial sea superior a la que se tendría en caso de no adoptar las medidas propuestas. Con ello se busca la contratación de largo plazo que asegure a los productores-comercializadores los

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

ingresos futuros que viabilizan las inversiones para lograr mayores factores de recobro en los campos de producción nacional y menores costos de transacción en los contratos de obtención de gas en el exterior, entre otros objetivos .

Por otra parte, la oferta comercial no solamente considera la oferta nacional sino también de la oferta de gas importado, para lo cual también se dan cambios importantes en la resolución definitiva, con el fin de incentivar la complementación de posibles coyunturas de insuficiencia de la oferta nacional para atender la totalidad de la demanda nacional.

52.34 CANACOL ENERGY

“Incluir en el texto de la resolución, un mecanismo que permita verificar la demanda esencial declarada por los comercializadores con el fin de evitar complicaciones al momento de asignar cantidades y generar mayor información y transparencia en los procesos.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 22.9.

52.35 ECOPETROL

“Que se revisen las reglas propuestas para la comercialización del gas natural proveniente de campos para los que no se ha declarado la comercialidad, pues afectarían de manera significativa el desarrollo de áreas costa afuera. En efecto, el Decreto 2100 de 2011 y la regulación vigente otorgan completa flexibilidad para que, en este caso, los productores-comercializadores determinen los mecanismos de comercialización, así como las modalidades contractuales y el contenido de los contratos. Dicha flexibilidad permite mitigar riesgos e incertidumbres propias de proyectos de gran envergadura, y facilita las decisiones de inversión que eventualmente tomen los titulares de contratos de exploración y producción para desarrollar los descubrimientos costa afuera. Por tanto, limitar dicha flexibilidad reduce la probabilidad de que se desarrollen dichos descubrimientos. (subrayado fuera de texto).”

Respuesta:

En el Decreto 1073 de 2015, se encuentra lo siguiente:

“ARTÍCULO 2.2.2.2.16. Demanda Esencial. Los 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. Las cantidades de gas declaradas en virtud del artículo 2.2.2.2.21.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.

PARÁGRAFO . 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 de que tratan los artículos 2.2.2.2.1. a

D – 902 116 DE 2025 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

2.2.2.2.15. del presente Decreto 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.

PARÁGRAFO . 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.

PARÁGRAFO . Sin perjuicio de lo previsto en la Resolución CREG 100 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya, la CREG definirá la metodología para determinar los costos a los que se refiere este artículo, los Agentes beneficiados y los mecanismos y procedimientos de pago.” (subrayado en negrilla fuera de texto”

(...)

“ARTÍCULO 2.2.2.2.23. Mecanismos y procedimientos de comercialización de la PTDV y de las CIDV. **La comercialización, total o parcial, de la PTDV y de las CIDV declaradas conforme a lo previsto en el artículo 2.2.2.2.22. 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** en concordancia con los lineamientos previstos en este Decreto.

ARTÍCULO 2.2.2.2.24. Excepciones a los mecanismos y procedimientos de Comercialización de la PTDV. Los mecanismos y procedimientos de comercialización de que trata el artículo 2.2.2.2.24. de este decreto no se aplicarán a las actividades que se relacionan a continuación:

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.

3. La comercialización de gas en yacimientos no convencionales.

PARÁGRAFO. Los Agentes que realicen las actividades mencionadas en este artículo comercializarán el gas en las condiciones que ellos definan, **pero deberán sujetarse a las modalidades de contratos de suministro previstos en la regulación.** No obstante, estos Agentes podrán aplicar los mecanismos y procedimientos de comercialización que establezca la CREG.” (subrayado en negrilla fuera de texto).

(...)

“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

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

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 en negrilla fuera de texto)

Por otra parte, también se encuentra en el artículo 2.2.2.2.21 el siguiente párrafo:

“PARÁGRAFO . 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.**” (subrayado en negrilla fuera de texto)

(...)

“ARTÍCULO 2.2.2.2.26. Condiciones mínimas de los contratos de suministro y de transporte. 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.**

PARÁGRAFO . Los contratos de suministro y/o transporte que a 15 de junio de 2011 se encuentren en ejecución no serán modificados por efectos de esta disposición, pero en el evento de que se prorrogue su vigencia, dicha prórroga deberá sujetarse a las condiciones mínimas que establezca la CREG.” (subrayado en negrilla fuera de texto)

De lo anterior se observa que, para el momento en que se publicó el Proyecto de Resolución CREG 702 003 de 2023 y se recibieron los comentarios:

1. La comercialización del Mercado Mayorista, incluida su contratación, parte de la información de PTDV y de CIDV. Por ello, para la contratación de Fuentes de Suministro que no cuentan con PTDV o CIDV, no existen modalidades contractuales de la CREG.
2. La declaración de PTDV, parte del desarrollo de las Reservas de Gas Natural, con las que no cuenta un campo en pruebas o sin declaración de comercialidad, por obvias razones. Es por ello que, en el mismo Decreto, se da una excepción de declaración de PTDV para los campos en pruebas, que se entiende es para aquel gas producible durante la ejecución de las pruebas del campo. Es decir, la PTDV declarada para un campo en pruebas se utiliza para la comercialización del gas que se puede producir durante el desarrollo de las pruebas de evaluación, no para la comercialización del gas después de declaración de comercialidad.
3. La CREG establece las modalidades contractuales que deben usarse en las negociaciones de suministro, sin excepción alguna.
4. Para las modalidades contractuales de tipo firme establecidas por la CREG, la CREG establece los requisitos mínimos, sin excepción alguna.

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

5. La CREG tiene la obligación de establecer los mecanismos necesarios que permitan a la Demanda Esencial, el acceso a los contratos de suministro, sin excepción alguna.
6. La CREG no ha adoptado en la regulación vigente alguna modalidad contractual para Fuentes de Suministro que no cuentan con PTDV o CIDV. Lo que se encuentra establecido en la regulación CREG vigente es la posibilidad de suscribir contratos de Fuentes de Suministro que se encuentran en pruebas o sin declaración de comercialidad, es decir, cuya ejecución o entregas de gas se da cuando se están realizando las pruebas, no después de terminadas las pruebas y una vez declarada la comercialidad de la Fuente de Suministro. Para ello el vendedor debe haber declarado previamente al Ministerio de Minas y Energía PTDV o CIDV para esa misma Fuente de Suministro.
7. La CREG establece las condiciones para el registro de los contratos suscritos, a partir de lo cual el contrato es ejecutable, dando cumplimiento de la normatividad vigente

Recientemente el Gobierno Nacional publicó el Decreto 1467 de 2024, en el que se incluye la siguiente definición:

“Contrato Firme sujeto a Condiciones: Contrato, acuerdo comercial o documento de compromiso asimilable en el que un Agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o gas natural importado, sin interrupciones, durante un período determinado exceptuando los periodos de mantenimiento programado. La ejecución de este contrato está sujeto que se realice la declaración de comercialidad o a la puesta en servicio de las infraestructuras de importación de gas natural y partir de ese momento se entenderá como un Contrato en Firme. Esta modalidad de contrato no requiere de Respaldo Físico.”

Asimismo, en el mencionado Decreto se incluyó:

"Artículo 2.2.2.2.45. Mecanismos y procedimientos de comercialización de los contratos firmes sujetos a condiciones. La comercialización de las cantidades ofrecidas mediante contratos firmes sujetos a condiciones se deberá realizar siguiendo los siguientes lineamientos.

- a) El mecanismo de comercialización y las modalidades contractuales serán libres, y podrán realizarse en cualquier momento del año. Así mismo, los contratos podrán iniciar y finalizar su ejecución en cualquier momento del año.*
- b) Tanto el precio como su actualización durante la ejecución del contrato será libre.*
- c) Todos los contratos al momento de suscribirse deberán sujetarse a los requisitos mínimos previstos en el Capítulo 11 de la Resolución CREG 186 de 2020 o aquella que la modifique o sustituya a excepción de la "Actualización de Precios".*
- d) Una vez se realice la declaración de comercialidad o la puesta en servicio de las infraestructuras de importación de gas natural, estos contratos tendrán la condición de firme, manteniendo sus condiciones hasta su finalización y las cantidades suministradas harán parte de la Producción Comprometida (PC) que se declare de acuerdo con lo previsto en el numeral 2.2.2.2.21 de este decreto."*

D – 902 116 DE 2025 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 base en esta definición ministerial y en los mecanismos y procedimientos de comercialización de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones también incluidos, se establece la posibilidad de suscribir contratos de suministro con ejecución en firme, aún antes de que la Fuente de Suministro cuente con PTDV o CIDV, lo que viabiliza lo sugerido en el comentario recibido. Para ello, en la resolución definitiva de la CREG se establecen las condiciones para que se puedan registrar posteriormente, los contratos de modalidades de tipo firme que resulten de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones.

Ver respuesta al comentario 8.7.

52.36 ECOPETROL

"Llamamos la atención sobre la necesidad de ajustar la disposición que únicamente permitiría la suscripción de contratos con interrupciones para los campos sobre los que no se ha declarado la comercialidad, y por tanto no cuentan con reservas.

En particular, sugerimos que, además de los contratos con interrupciones, se permita para dichos campos la suscripción de contratos que tengan como objeto adquirir compromisos que garanticen un servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural, sin interrupciones, durante un período determinado, según lo establecido en el documento soporte.

Observamos que esa es la única forma por medio de la cual un productor que está evaluando un proyecto costa afuera tendría certeza sobre un flujo futuro de ingresos, de tal forma que le permita gestionar adecuadamente sus riesgos y tomar una decisión de inversión (FID). Además, sería la única forma de que se certifiquen sus reservas, previa la inscripción de contratos ante el Gestor de Mercado. Un contrato con interrupciones no le permitiría a un productor contar con la certeza sobre un flujo futuro de ingresos, pues, por definición de ese tipo de contratos, la demanda no asumiría un compromiso de pago.

Como lo mencionamos antes, firmar contratos durante el periodo de evaluación, que tengan como objeto adquirir compromisos que garanticen el suministro de una cantidad máxima de gas, sin interrupciones, durante un período determinado, da cumplimiento al lineamiento de política pública de asegurar el 'Respaldo Físico' para demanda esencial, siempre que las entregas inicien posterior a la certificación de reservas.

Por tanto, sugerimos que se establezca en la regulación que dichos contratos asegurarán Respaldo Físico para la demanda esencial en la medida en que las entregas inicien una vez se certifiquen las reservas, independientemente de la modalidad contratada antes de la declaración de comercialidad.

(subrayados con resaltados fuera de texto). "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 52.35.

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

52.37 ECOPETROL

"Desde el punto de vista comercial, durante el periodo de evaluación se suscriben compromisos contractuales con la demanda, los cuales aseguran la entrega del gas natural por parte del productor y el pago correspondiente por parte de la demanda a partir del momento en que inicie la producción. Vale la pena subrayar que la comercialización de gas antes de la comercialidad puede implicar la venta de pequeños volúmenes de gas de pruebas extensas, pero en el caso de áreas costa afuera lo material y relevante es la comercialización de gas para entregas futuras, según se mencionó.

Todas estas actuaciones técnicas y comerciales son insumo para los análisis de la viabilidad de continuar con el proyecto. Estos análisis concluyen, en el mejor de los casos, en la decisión final de inversión (FID) y la consecuente declaración de comercialidad ante la ANH según los contratos suscritos.

La declaración de comercialidad marca el hito contractual con el cual comienza el periodo de desarrollo del proyecto, cuyo fin es construir las facilidades requeridas para la producción. Finalmente, una vez se hayan construido las facilidades, se entra en el periodo de producción, en el que se pueden monetizar los recursos descubiertos durante varios años o incluso hasta el límite económico del campo, según el contrato correspondiente. (subrayado fuera de texto). "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 52.35.

52.38 ECOPETROL

"Es importante mencionar que en el caso de los proyectos costa afuera, las inversiones requeridas superan significativamente las necesarias para proyectos en áreas continentales (en algunos casos en factores de 10). En tal sentido, la suscripción de los compromisos contractuales con la demanda durante el periodo de evaluación es fundamental para una decisión de inversión y, por tanto, para la declaración de comercialidad. Lo anterior, reiteramos, en la medida en que esos contratos le permiten al agente que estructura el proyecto asegurar que, a futuro, contará con un flujo de caja suficiente para la viabilidad financiera.

Por tanto, limitar la suscripción de compromisos contractuales antes de la declaración de comercialidad de un campo afecta la posibilidad de tomar una decisión final de inversión (FID) en proyectos costa afuera. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 52.35.

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

52.39 ECOPETROL

"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) otorgan amplia flexibilidad para la comercialización antes de la declaración de comercialidad, en respuesta a las necesidades expuestas previamente.

En particular, el artículo 12 del Decreto 2100 de 2011 establece que los mecanismos y procedimientos regulados por la CREG para la comercialización de la Producción Total Disponible para la Venta (PTDV) no aplicarán a la comercialización del gas natural proveniente de campos sobre los que no se ha declarado la comercialidad.

Reconociendo lo anterior, la Resolución CREG 186 de 2020, en su artículo 19, establece que el gas natural proveniente de campos sobre los que no se ha declarado la comercialidad puede ser negociado en cualquier momento del año. Así mismo, la Resolución CREG 186 de 2020, en su artículo 20, establece que el gas natural proveniente de campos sobre los que no se ha declarado la comercialidad puede ser negociado con completa libertad en lo que corresponde al establecimiento de las modalidades contractuales y los requisitos mínimos de los contratos que pacten compradores y vendedores.

En tal sentido, la regulación vigente es adecuada para la comercialización antes de la declaración de comercialidad de un campo, ya que permite la suscripción de compromisos contractuales que aseguran la entrega del gas natural por parte del productor y el pago correspondiente por parte de la demanda a partir del momento en que inicie la producción y, por tanto, habilita la decisión final de inversión (FID) de los proyectos costa afuera. Precisamente, estas reglas han aportado a la atracción de inversionistas a proyectos costa afuera, que son fundamentales por su conocimiento técnico para el desarrollo de esos proyectos.

Considerando lo anterior, sugerimos mantener inalteradas las reglas asociadas a la comercialización antes de la declaración de comercialidad. Ahora bien, en caso de que la CREG decida ajustar esas reglas, los comentarios que presentamos a continuación buscan la menor afectación al desarrollo de proyectos costa afuera. "

Respuesta:

Al parecer ha habido una confusión respecto de la aplicación de lo establecido por la CREG en la Resolución CREG 186 de 2020, para campos en pruebas o que no han declarado comercialidad. La Resolución CREG 186 de 2020, establece lo siguiente:

"Artículo 19. Negociación directa en cualquier momento del año. Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 16 y 17 de esta Resolución podrán negociar directamente el suministro de gas natural, en cualquier momento del año, en los casos señalados a continuación.

1. Los productores-comercializadores sólo podrán comercializar gas natural mediante negociaciones directas, en cualquier momento del año, en los siguientes casos:

D – 902 116 DE 2025 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

a) Cuando, de conformidad con lo establecido en el artículo 12 del Decreto 2100 de 2011, o aquel que lo modifique, complemente o sustituya, provenga de las siguientes fuentes de producción:

i. Campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad.

(...)" (subrayado en negrilla fuera de texto)

Se observa del texto transcrito que el gas que se puede comercializar en un campo en pruebas extensas o sin declaración de comercialidad es aquel que se puede entregar, siempre y cuando se encuentre en pruebas el campo, es decir, que se puede entregar durante la ejecución de las pruebas. En su contexto es que se aplica la flexibilidad dada por la CREG para la contratación del suministro en la regulación vigente.

Ver respuesta al comentario 52.35.

52.40 ECOPETROL

"Que se revise el texto de algunos artículos del proyecto de Resolución CREG 702 003 de 2023. Lo anterior en la medida en que algunos artículos, que son centrales en la aplicación de la resolución, tienen una casuística detallada que dificulta el entendimiento uniforme de la propuesta.

En particular, hacemos referencia a los artículos 19 (negociación directa en cualquier momento del año), 21 (entrega y divulgación de información sobre PTDVF/CIDVF, disposición a comprar y realización de balances comerciales en el Mercado Primario) y 22 (mecanismo de Aseguramiento de la Demanda Esencial, MADE).

Sugerimos:

- *Ajustar el artículo 19, de tal forma que allí únicamente se listen los casos en los que aplicarán las negociaciones en cualquier momento del año. Así mismo, incluir nuevos artículos en los que se establezcan las disposiciones aplicables a cada uno de los casos a los que se hace referencia en el artículo 19.*

En el artículo 19 del proyecto de resolución: i) en algunos casos únicamente se listan las fuentes a las que aplicarán las negociaciones en cualquier momento del año (literales b al f del numeral 1 del artículo 19); y ii) en otros casos se listan las fuentes y se establecen disposiciones adicionales aplicables a esas fuentes (numerales i) y ii) del literal a) del numeral 1) del artículo 19), que se complementan con disposiciones de los artículos 21 y 22, de tal forma que no resulta claro qué aplica y qué no.

- *Para los artículos 21 y 22, en los que se detallan procedimientos a seguir por parte de los agentes del mercado, sugerimos para cada caso separar en varios artículos: i) los diferentes*

D – 902 116 DE 2025 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

pasos; y ii) cómo aplica el mecanismo para los diferentes tipos de fuentes, como de alguna manera se presenta en el anexo 2 (página 461) del documento soporte. "

Respuesta:

Con el fin de poder desarrollar efectivamente el procedimiento de priorización a la Demanda Esencial, del cual es parte fundamental la realización de balances trimestrales de oferta comercial, en la resolución definitiva se reduce la flexibilidad, sin excepción alguna, en cuanto a las negociaciones en cualquier momento del año. A la partir de lo anterior, se está extendiendo la posibilidad de utilizar la negociación directa a todas las Fuentes de Suministro son excepción alguna.

Por otra parte, en la resolución definitiva se simplifica el cronograma de negociación trimestral y se establece en artículo independiente las condiciones de registro de los contratos de modalidades de tipo firme resultantes de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones.

Ver respuesta al comentario 19.2 y al comentario 52.35.

52.41 ENEL Colombia S.A. ESP

"Antes de iniciar en detalle, quisiéramos manifestarle a la Comisión que estamos de acuerdo con sus motivaciones para propender por un abastecimiento de la Demanda Esencial, entendemos su preocupación por darle prioridad en escenarios en donde es manifiesta la emergencia y se llegan a periodos transitorios en donde se debe dar un manejo, algo de lo cual tenemos experiencias en la historia reciente del Mercado de Gas Natural nacional, donde los periodos de niño 2009-2010 y 2015-2016 se nos hizo claro cómo es necesario tener a disposición mecanismos para abordar tales situaciones y hacer una asignación del recurso disponible bajo las consideraciones asociadas a la capacidad de sustitución de un segmento particular de la demanda. Hoy en día si bien estamos entrando a una etapa coyuntural en donde podríamos vernos avocados a situaciones similares de corto plazo para nuestro abastecimiento nacional de gas, consideramos importante hacer hincapié que la situación que veremos en el próximo quinquenio no será transitoria, ni coyuntural, ha sido prevista por diversas agencias del gobierno, por lo cual nuestra expectativa es que el Gobierno Nacional tenga claridad en las necesidades de abastecimiento no transitorias, con lo cual esperamos que se actúe en consecuencia viabilizando las soluciones que no hagan distinción de la demanda a atender, sino que permitan que quien desee gas natural independiente de su actividad lo obtenga.

Las acciones que sugiere el regulador podrían entonces ser insuficientes para lograr los objetivos expuestos en este proyecto de resolución si la política respecto al abastecimiento de gas no es contundente, pero más aun vemos con preocupación que sin un aseguramiento del abastecimiento la implementación de estos mecanismos propuestos en el proyecto CREG 702-003 de 2023, conducen a una serie de señales de administración de la escasez que generan una incertidumbre muy acentuada sobre la Demanda No Esencial y para la actividad de Comercialización de gas. "

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 al comentario 52.1 y al comentario 52.32.

52.42 Energy Transitions

“A pesar de que la prioridad que se da a la demanda esencial es consistente con la priorización que se hace en el Decreto 1073 de 2015, este último incluye criterios para temas de asignación ante situaciones de insalvable restricción en la oferta. Se considera que no se deben tener en cuenta los mismos criterios, sino que la demanda no regulada (Refinerías y GNCV) debería competir en igualdad de condiciones con el resto de la demanda no regulada.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 22.9.

52.43 EPM

“Nos preocupa no poder conocer la propuesta de modificación de fórmula tarifaria y la propuesta de modificación de los límites a usuarios no regulados, para una revisión integral del esquema y sugerir los ajustes del caso. Al expedir solo la resolución del proceso de compra en el mayorista se genera la incertidumbre sobre la forma de gestionar las compras de las puntas del MR y NR, la venta de excedentes y el reconocimientos de costos al comercializador, que solo podrá revisarse de manera integral una vez se tenga el esquema completo publicado.

Sugerimos no expedir de manera definitiva el esquema del Mercado Mayorista hasta que el mercado tenga total claridad sobre las modificaciones a la fórmula tarifaria y la revisión de límites para el mercado no regulado.”

Respuesta:

Se considera que, en la cadena de actuaciones regulatorias sugerida en el comentario recibido, es esencial primero publicar en forma definitiva las reglas del Mercado Mayorista de gas natural con los ajustes incluidos, y una vez publicadas y aplicadas, tomar las decisiones definitivas respecto de las propuestas de regulación en torno a la fórmula tarifaria de los usuarios regulados y la determinación para los usuarios no regulados de los valores mínimos de consumo y demás condiciones aplicables a este sector de los usuarios.

52.44 EPM

“Aunque todas las medidas propuestas en teoría deberán generar beneficios para el mercado y así se espera, el nivel de detalle y la operatividad de algunas de las propuestas sugieren una revisión al finalizar el primer año de su implementación. Lo anterior porque los cambios a implementar tendrán impacto principal a nivel trimestral tanto en el Mercado primario como en el Mercado secundario y determinar así posibles ajustes en pro de la eficiencia en los precios del mercado de gas. Por lo anterior, sugerimos disponer en la resolución definitiva un artículo

D – 902 116 DE 2025 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

mencionando que la Comisión revisará y analizará el funcionamiento de las medidas propuestas, para evaluar su efectividad y eficiencia. ”

Respuesta:

La CREG, en cualquier momento, puede realizar ajustes a las regulaciones expedidas, ya sea con ocasión de la ocurrencia de eventos extraordinarios que afectan el correcto funcionamiento del Mercado Mayorista o como respuesta a las necesidades derivadas del seguimiento continuo a la aplicación de las regulaciones expedidas. Es de tener en cuenta para lo anterior que a la resolución de funcionamiento del Mercado Mayorista no le es aplicable el período de vigencia establecido en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, lo cual da mayor flexibilidad para la realización de ajustes a las reglas del Mercado Mayorista.

52.45 Gases de Occidente S.A. E.S.P.

"La CREG propone el desarrollo de subastas de reloj ascendente, en caso de déficit en un Punto de Referencia durante uno o más Trimestres Estándar de negociación. Con relación al mecanismo de subasta propuesto se tienen las siguientes observaciones relevantes:

La subasta que está adoptando la CREG es una subasta inglesa ascendente. Este tipo de subasta, descrita en el Anexo 7 del Proyecto de Resolución, se caracteriza porque inicia con precios de reserva del bien o servicio a subastar que corresponde al valor más bajo que los vendedores están dispuestos a recibir por él. A medida que se desarrolla la subasta, los compradores ofrecen valores que se incrementan en sumas fijas predeterminadas hasta el momento en que ninguno de los postores esté dispuesto a mejorar la última oferta, que constituye el precio de cierre de la subasta.

La incertidumbre inicial, debida a que cada comprador solo conoce su propia oferta, se va reduciendo a medida que se desarrollan las rondas. Los vendedores por su parte tienen la expectativa de maximizar su utilidad resultante de la diferencia entre su valor de reserva y el precio de cierre de la subasta. Las reglas de la subasta pueden establecer precios alternativos de cierre, por ejemplo, si el precio de cierre corresponde a la última oferta de compra más alta, o establecer que el precio de cierre corresponda a la segunda oferta de compra más alta.

En todo caso el objetivo último de este tipo de subasta es maximizar el excedente del vendedor y despejar el exceso de demanda que se esté registrando, objetivos que no responden a la forma como se debe regular un servicio público (siempre busca minimizar el costo), pero que resulta eficiente en el sentido de Pareto cuando el bien es asignado a aquellos compradores con la mayor disponibilidad a pagar.

Así mismo, es cuestionable adoptar este tipo de subastas en condiciones de una oferta de venta deficitaria y una demanda que los compradores prácticamente, o en la gran mayoría de los casos, están obligados a cubrir.

Se sugiere adoptar como precio techo de la subasta el precio de exportación del GNL proveniente de USA, país que, en el contexto regional, posee los mayores excedentes de gas natural con destino a la exportación.

D – 902 116 DE 2025 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

Recomendamos que esta propuesta de precio techo también aplique para los casos señalados en el artículo 19, cuando utilicen mecanismos de concurrencia para la asignación de la oferta

La CREG definiría la fuente oficial de datos y si el precio techo se fija con el precio del GNL correspondiente al último mes previo al inicio del Trimestre Estándar de negociación, o si opta por otras variantes como el precio promedio del GNL en el último trimestre, previo al inicio del Trimestre Estándar de negociación.

Es probable que los Vendedores declaren como precio de reserva el precio techo, lo que implicaría una subasta de una sola ronda y la imposibilidad de despejar el exceso de demanda. Lo que implicaría la asignación del gas disponible a prorrata entre los compradores.

Sólo ocurriría el despeje de alguna demanda en exceso, cuando el precio techo supere el costo del sustituto que en la práctica enfrente un comprador.

La fijación de un precio techo y el comportamiento esperado que de él se deriva, es suficiente indicio para la CREG de que la subasta inglesa como está planteada produciría un desbordamiento injustificado de los precios y una parte de la demanda no servida. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 51.9.

52.46 Gases de Occidente S.A. E.S.P.

"Vemos pertinente la disposición asociada a 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 como otro evento eximente de responsabilidad. Lo anterior, permitirá que los compradores no asuman el pago del suministro de gas cuando no sea posible realizar el suministro por no disponer del medio de transporte para ello. En este sentido, solicitamos que esta misma disposición sea incluida en la Resolución CREG 185 de 2020 para que los impactos en la infraestructura de suministro sean otro evento eximente de responsabilidad para el comprador en los contratos de transporte. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 11.1.

52.47 Gases de Occidente S.A. E.S.P.

"En aras de identificar previamente oportunidades de mejora para el Mercado Mayorista de gas natural, consideramos relevante que se adelante un balance de los beneficios que ha traído para el mercado la aplicación de las disposiciones de comercialización de transporte, a partir de esta se empezó a operar de forma trimestral. "

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

Respuesta:

La comparación entre las regulaciones de la comercialización del suministro con la comercialización de la capacidad de transporte no necesariamente es realizable en forma efectiva, por las diferencias importantes que existen entre ambas actividades de la cadena, empezando desde la libertad de precios en suministro y la regulación de precios en transporte, hasta con lo que tiene que ver con los mecanismos de expansión del suministro y los mecanismos de expansión de la capacidad de transporte, en el que el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, PAGN, es un factor a considerar para resolver las faltas de capacidad o soluciones de nuevas conexiones en el SNT, que precisamente buscan la conexión de nuevas Fuentes de Suministro.

Dicho de otro modo, el desarrollo de infraestructura de transporte por gasoductos obedece a la ubicación natural de las Fuentes de Suministro en el caso de los campos de producción nacional y a la ubicación predefinida de los centros de consumo, en los que el PAGN es una instancia definitiva, lo que no ocurre en el caso de la actividad de suministro.

Ver respuesta al comentario 52.44.

52.48 Gases de Occidente S.A. E.S.P.

"Vemos necesario que desde la Comisión se adelante un taller para este proyecto de resolución, buscando que las empresas puedan tener entendimientos comunes sobre la interpretación de la regulación, resolver dudas y abordar las observaciones sobre las propuestas contenidas en el documento."

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 52.25.

52.49 Gases del Llano S.A.E.S.P. BIC

"Anexo 1- Numeral D - Numeral 4.1 - d. Suministro en el Mercado Minorista a usuarios no regulados."

Que sucederá con los usuarios no regulados que no realicen la declaración definida en este numeral, ya que incluso hay varios usuarios regulados que no se encuentran registrados aun en el Gestor del Mercado. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 45.21.

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

52.50 Gases del Oriente SA ESP

"La regulación referencia que los campos en pruebas extensas no garantizan firmeza y por tal motivo no pueden ser una fuente para atender demanda esencial. ¿Este requisito será validado a través del gestor mercado?... El gestor solo emitirá PDTVF y CIDVF de los campos que cumplan dicha condición?. Es decir que el comprador estaría tranquilo en que cuenta con contratos que garantizan firmeza cuando esta en el Trimestre Estándar de negociación?"

Respuesta:

Es responsabilidad de los vendedores que presentan declaraciones de oferta de PTDFV para cada Fuente de Suministro que la información que se declara al Gestor del Mercado corresponda con la situación de la Fuente de Suministro para el período de ejecución sobre el que se declara dicha oferta. Asimismo, es responsabilidad de los vendedores que la información que se presenta en las negociaciones a los posibles compradores sea correcta y no induzca a errores

En todo caso se buscará que la ANH publique información periódicamente, que permita a todos los Participantes del mercado conocer la etapa el contrato de explotación de petróleo y gas E&P en la que se encuentran cada uno de los campos de producción, o sus equivalentes, administrados por la ANH.

52.51 GESTOR DEL MERCADO

"Consideramos que se debería incluir en las propuestas la incorporación de un mecanismo de expansión de la oferta (suministro de gas natural) en virtud de lo establecido en el artículo 3 de la ""LEY 2128 DE 2021 - Por medio de la cual se promueve el abastecimiento, continuidad, confiabilidad y cobertura del gas combustible en el país"".

Este mecanismo de expansión de largo plazo podría adoptar similitudes del esquema establecido en el decreto 570 de 2019 para logra contratación de largo plazo de proyectos que hagan viables Fuentes de Suministro. "

Respuesta:

En el artículo 3 de la Ley 2128 de 2021 se señala que: *"Para efectos de incrementar la oferta, establecerá mecanismos que viabilicen y promuevan la producción nacional, siguiendo criterios de eficiencia, seguridad energética y responsabilidad ambiental."* (subrayado en negrilla fuera de texto).

Es decir, el incremento de la oferta en el contexto del artículo 3 de la Ley 2128 de 2021 entendemos que no parte de mecanismos de mercado, sino de mecanismos de viabilización y de promoción de la producción nacional, que no son sujeto de la regulación CREG sino de otras entidades del sector Minas y Energía.

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

52.52 Grupo Energético de las Américas SAS ESP

“Se propone modificar la definición de Respaldo Físico contemplada en el artículo 3, toda vez que, esta no se puede limitar simplemente a los respaldos en firme o que garanticen firme. Como es de conocimiento de la CREG el productor-comercializador puede suscribir contratos interrumpibles con otros agentes que también brindan un Respaldo Físico. Por lo anterior, en el caso de un comercializador que vende gas natural en el Mercado secundario a otro agente, este primero debe tener la posibilidad de registrar como respaldo el contrato interrumpible originario suscrito con el productor comercializador.”

Respuesta:

La definición de Respaldo Físico es una definición de la política energética en el Decreto 1073 de 2015, no es una definición de la regulación CREG. Por lo anterior, no es de competencia de la CREG realizar modificaciones a dicha definición, ni establecer reglas de modalidades de contratos firmes o que garanticen firmeza que no estén sujetos a dicha definición

Ver respuesta al comentario 52.9.

52.53 Grupo Energético de las Américas SAS ESP

“Se propone incluir redacción en el numeral 5 del artículo 11, con la finalidad de que, las eventuales situaciones de restricción en la infraestructura de transporte de gas natural no sean mal utilizadas por los productores-comercializadores para su beneficio.”

Respuesta:

No es clara la propuesta realizada en el comentario, en el sentido de precisar qué posible comportamiento del productor-comercializador deba prohibirse en el numeral 5 del artículo propuesto. Se entiende que el interés del productor-comercializador es facturar la garantía del suministro que ofrece en la ejecución del contrato, la cual con el numeral 5 propuesto, se ve afectada por un evento eximente que no es causado por el mismo productor-comercializador, que al ser evento eximente, le reduce el valor a facturarle al comprador del contrato de suministro.

52.54 Grupo Energético de las Américas SAS ESP

“Teniendo en cuenta las realidades del mercado de gas natural no es posible limitar las formas de garantizar los contratos a solamente garantías bancarios o prepago. Lo anterior, teniendo en cuenta que en muchas ocasiones las relaciones comerciales entre agentes abre la posibilidad a garantizar los contratos a través de mecanismos alternativos.

Se solicita que sean incluidas como garantías, la cesión de derechos económicos de contratos, cesión de derechos fiduciarios, pagarés en blanco con carta de instrucciones y además, cualquier otro tipo de garantía legal que pueda ser acordada de mutuo acuerdo entre las partes.”

Respuesta:

D – 902 116 DE 2025 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 al comentario 50.1.

52.55 Grupo Energético de las Américas SAS ESP

"Consideramos que la inclusión del tipo de contrato CF80 para el Mercado primario limita de manera radical la posición de los comercializadores puros de gas natural. Puesto que, al incrementar la capacidad de gas natural que puede ser ""no nominada"" por los compradores del Mercado primario, le abre la posibilidad a que los vendedores del Mercado primario tomen estos excedentes diarios y sean vendidos a discreción en negociaciones diarias y con acaparamiento de grandes cantidades en pocos agentes, limitando claramente el libre mercado.

Se propone que no se incluya como nueva forma de contratación el contrato CF80 debido a que limita el libre mercado y sólo beneficia a una parte en específico de la cadena y de los agentes del mercado. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 8.10, al comentario 21.22 y al comentario 23.4.

52.56 HOCOL S.A.

"Consideramos acertado de parte la Comisión reconocer la necesidad de flexibilizar algunos de los mecanismos de comercialización y condiciones incluidas en la Resolución CREG 186 de 2020, para dinamizar el mercado y buscar solucionar parte de las ineficiencias identificadas en la reglamentación actual y otras problemáticas relacionadas con el abastecimiento de la demanda, la seguridad del Respaldo Físico, la asimetría de la información y baja coordinación con la actividad de transporte.

Pese a este acierto nos parece importante resaltar que adicional a corregir algunas ineficiencias, el espíritu de las propuestas normativas está orientado a administrar situaciones de escasez más que a promover el crecimiento de la oferta que aseguraría el abastecimiento de la demanda y permitiría dar continuidad a los procesos de maduración y desarrollo del mercado de gas natural en Colombia. Lo anterior sin desconocer que la perspectiva de mediano plazo es un panorama de déficit que es indispensable manejar, pero a la vez se requiere garantizar la implementación de soluciones estructurales al mercado para incentivar la oferta más que generar una posible destrucción de demanda. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 8.7, al comentario 19.2, al comentario 21.54 y al comentario 52.6

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

52.57 HOCOL S.A.

"Reconocemos el impacto positivo que para el mercado tendrán medidas de flexibilización en los mecanismos de comercialización como: i) eliminación de las modalidades de Contratos de Suministro C1 y C2, y de las subastas anuales de dichos contratos; ii) eliminación de las subastas de contratos firmes bimestrales y de este tipo contrato firme bimestral iii) eliminación de las subastas de contratos con interrupciones e implementación de negociación directa para esta modalidad de contratos en todo tipo de Fuentes de Suministro.

Igualmente, las medidas que flexibilizan las condiciones generales de los contratos tendrán un efecto positivo en la maximización de producción disponible al mercado, tales como: i) la duración mínima de los contratos modificada a un Trimestre Estándar, remplazando la duración mínima anual y firme bimestral; ii) las cantidades a suministrar podrán ser diferentes entre los trimestres; iii) posibilidad de atender nominaciones de contratos con interrupciones en caso de no existir nominación total de las cantidades variables por el comprador (CF95 y CF80); iv) suscripción de contratos con interrupciones por encima del Potencial de Producción, pero hasta 150% la Producción Total Disponible para la Venta o 120% de la Producción Comprometida en firme; v) uso de otra Fuente de Suministro para respaldar entregas eximiendo incumplimiento explícitamente, siempre que el comprador no asuma mayores costos; vi) posibilidad de proponer nuevas modalidades de contratos; entre otras modificaciones. "

52.58 HOCOL S.A.

"Partiendo del entendimiento y alineación con las responsabilidades de la Comisión con respecto a garantizar el acceso a los contratos con Respaldo Físico a los agentes que atienden la Demanda Esencial, así como con el aseguramiento del Respaldo Físico para suscribir contratos que garantizar firmeza, pero sin desconocer la necesidad de promover la incorporación de nueva oferta de gas, amablemente solicitamos considerar las siguientes precisiones:

- Asegurar la consistencia entre el propósito de las modificaciones propuestas y que se expresan en los numerales 3.2.4. y 4.18 del Documento Soporte D-702 003 y lo que se incluye en la Resolución como propuesta de reglamentación. En el Documento Soporte se mencionan medidas de flexibilidad comercial y libertad contractual durante el periodo de pruebas y previo a comercialidad, que no quedan explícitas en la resolución y al contrario quedan restringidas para estas fuentes.

“ Dar claridad a lo establecido con respecto a las medidas aplicables durante la ejecución de las pruebas extensas y previo a comercialidad vs. las medidas aplicables una vez se declare comercialidad; para lo cual amablemente agradecemos confirmar el entendimiento que se expone a continuación:

Del Documento Soporte entendemos que durante las pruebas extensas y previo a comercialidad, se pueden suscribir y registrar contratos particulares que no se acojan a las modalidades contractuales establecidas para el Mercado Mayorista, ni que cumplan los requisitos mínimos exigidos para los contratos; sin embargo, en la resolución se limita la posibilidad de suscribir contratos en firme durante este periodo y atender la Demanda Esencial con este tipo de Contratos.

D – 902 116 DE 2025 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

Adicionalmente, durante este mismo periodo de pruebas y previo a comercialidad se puedan suscribir contratos en firme que iniciarían ejecución en la fecha establecida para dicha declaración de comercialidad y con estos contratos se tramitaría la certificación reservas correspondiente que se presentaría para el registro ante el Gestor del Mercado; estos nuevos contratos deberían acoger las modalidades contractuales e incluir los requisitos mínimos.

Por otro lado, es necesario precisar que no es consistente que un campo en pruebas o previo a comercialidad, cuente con certificado de reservas para este periodo, ya que para el certificado requiere declaración de comercialidad; por esto es importante diferenciar muy bien las medidas aplicables durante pruebas extensas y previo a comercialidad vs. el momento a partir del cual se declara dicha comercialidad.

En caso de ser correcto nuestro entendimiento, agradecemos a la Comisión: i) hacer los ajustes en la propuesta regulatoria para que esto se vea claramente reflejado, ya que como está planteado hoy en día genera confusiones, podría ser diferenciando más claramente el momento en que se declara comercialidad y previo a esto, precisando las medidas que aplican para cada uno; ii) considerar lo establecido en el párrafo 1 del artículo 13, para que se elimine la restricción a suscribir contratos que garantizan algún tipo de firmeza durante este periodo previo a comercialidad, ya que el productor respaldaría sus compromisos con otras fuentes disponibles o incluso con gas importado, generando una compensación física para cualquier tipo de restricción con la fuente en pruebas o previo a declarar comercialidad; iii) precisar en el segundo párrafo del literal i del numeral 1 del artículo 19, que estas medidas sobre cantidades que garantizan firmeza son a partir de comercialidad y que previo a ello no existe restricción; y iii) asegurar que en el texto de la Resolución quede explícito que se otorga libertad contractual para definir la modalidad y las condiciones particulares estos contratos.

- Corregir que el certificado de reservas a presentar para registrar contratos en firme de fuentes en pruebas extensas o previo a comercialidad, una vez hagan la declaración respectiva, corresponde al que emite una firma certificadora, ya que la ANH lo que emite es un reporte de reservas y recursos con base en lo reportado por dichas firmas certificadoras y presentado por las compañías de producción.

Agradecemos tener en cuenta las anteriores sugerencias teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- No contar con contratos en firme impacta la efectividad de las pruebas ya que es fundamental contar con producción continua de gas para poder realizar una apropiada evaluación del potencial del yacimiento en el mediano y largo plazo en términos de caudal, presión y composición del gas. La producción interrumpida impide adquirir la información necesaria para cumplir con la certificación de reservas.

- El cierre y apertura de los pozos de gas en función de una demanda discontinua que se deriva de un contrato con interrupciones impactan negativamente al yacimiento, porque atraen la producción de agua o la presencia de acuíferos de fondo que terminan matando la producción de gas.

D – 902 116 DE 2025 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 resolución MME 40066 del 11 de febrero de 2022 prohíbe el desperdicio de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Sin embargo, los constantes arranques, ajustes de parámetros y cierres de planta como consecuencia de contratos con interrupciones, generan la necesidad de realizar quemas y venteos de gas a la atmósfera para mantener la seguridad de la planta.

- La restricción a la entrada de este nuevo gas para atender las necesidades del mercado podría incrementar el riesgo de desabastecimiento a la par que limitaría el desarrollo de estas nuevas fuentes de gas. ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 8.7 y al comentario 19.12.

52.59 HOCOL S.A.

"Consideramos que las condiciones para la negociación, comercialización y Respaldo Físico deberían garantizar la igualdad para las Fuentes de Suministro nacionales y para el gas importado, con el fin no crear asimetrías en el mercado, o distorsionar la competencia entre las fuentes.

En el caso de Respaldo Físico si bien se establece las condiciones para que las fuentes de gas importado garanticen este respaldo, amablemente solicitamos pedir un soporte equivalente a la certificación de reservas que se le solicita a las fuentes nacionales, ya que un contrato no asegura el Respaldo Físico requerido; o solicitar unas condiciones de almacenamiento que aseguren un respaldo.

Igualmente agradecemos revisar la excepción incluida en el literal c del numeral 2 del artículo 19, ya que genera las asimetrías de mercado que se mencionaron anteriormente y no se entiende el propósito de permitir esta negociación directa en cualquier momento del año vs. las condiciones para otro tipo de fuentes nacionales. "

Respuesta:

En el caso de la declaración de CIDVF que presenta un Comercializador de gas importado al Gestor del Mercado, se exige en la resolución definitiva que la oferta de CIDVF deberá estar respaldada, previamente a la declaración que se realice al Gestor del Mercado, con contratos que garanticen al Comercializador de gas importado el acceso y derecho de uso a: (i) la capacidad de las interconexiones internacionales y/o (ii) la capacidad de las infraestructuras de regasificación. Los contratos de suministro registrados a partir de la CIDVF cuentan con Respaldo Físico.

Es de tener en cuenta que recientemente mediante el Decreto 1467 de 2024, se adicionaron, entre otras, las siguientes definiciones al Decreto 1073 de 2015, que guardan armonía con lo propuesto por la CREG:

D – 902 116 DE 2025 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

“Cantidades Importadas Disponibles para la Venta -CIDV: Cantidades diarias promedio mensual de gas natural, medidas en GBTUD, que un Comercializador de gas importado estima tendrá disponibles para la venta para consumo interno, en un período determinado, a través de contratos de suministro. Estas cantidades deberán contar con respaldo físico mediante interconexiones internacionales y/o infraestructuras de regasificación.”

“Respaldo Físico. Garantía de que, al momento de ofrecer suministro para un período dado, un productor cuenta con Reservas de Gas Natural, o que un comercializador cuenta con contratos de suministro firmes de gas natural, o que un transportador cuenta físicamente con la capacidad de transporte para asumir y cumplir compromisos contractuales Firmes o que garantizan firmeza, hasta el cese de las entregas.

Se entenderá que un comercializador de gas natural importado cuenta con Respaldo Físico, cuando al momento de ofrecer suministro para un período dado tiene un contrato que garantiza el acceso y derecho de uso a: (i) la capacidad de las interconexiones internacionales y/o (ii) la capacidad de las infraestructuras de regasificación.”

Ahora bien, para el registro de los contratos de tipo firme de los comercializadores de gas importado se exige que el vendedor deberá entregar previamente al Gestor del Mercado copia de uno o varios contratos de obtención de gas en el exterior o documentos asimilables, 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 obtenidas en el exterior, por lo menos iguales a la duración y cantidades comprometidas en los contratos a registrar al Gestor del Mercado, en MBTUD; o ii.) Unas cantidades totales de gas natural obtenido en el exterior, o almacenadas en las plantas de regasificación, medidas en unidades de energía MBTU, que sean iguales o superiores a las cantidades de gas natural, medidas en las mismas unidades de energía, de los contratos a registrar al Gestor del Mercado.

Ver respuesta al comentario 19.2.

52.60 HOCOL S.A.

“Respetuosamente solicitamos a la Comisión garantizar la socialización de esta propuesta normativa mediante audiencias públicas y talleres con todos los agentes, considerando el impacto que va a generar en el mercado y su operación actual. Igualmente nos gustaría insistir en la necesidad que una medida como esta se implemente de forma gradual, mediante una transición que permita asegurar el entendimiento de los agentes y el funcionamiento del mercado bajo el nuevo marco regulatorio. ”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 52.25.

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

52.61 HOCOL S.A.

"En el caso de la Información sobre la ejecución de los Contratos con interrupciones del Mercado Primario que debe ser reportada al Gestor del Mercado, agradecemos aclarar si corresponde a un nuevo reporte o esta incluido en el reporte del programa de suministro día D-1 y día D+1, así como en el registro de contratos. En caso de que sea la misma información, se pone a consideración la eliminación del reporte correspondiente a los contratos interrumpibles. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 45.14.

52.62 HOCOL S.A.

"Modificar el periodo de diario a semanal los siguientes procesos:

- Nominaciones, realizar nominaciones los miércoles previo al inicio de una semana calendario.*
- Este mismo miércoles reportar cantidades no nominadas al Gestor del Mercado con las subastas UVCP con vista a semana siguiente (lunes a domingos).*
- Reportes semanales al Gestor del Mercado Semana – 1 y Semana +1 (en remplazo de D-1 y D+1).*
- Información operativa continuaría siendo diaria. "*

Respuesta:

El comentario sobre nominaciones semanales será tenido en cuenta en eventuales futuras propuestas de ajustes del RUT, que es en donde se establecen los períodos de nominaciones de suministro y de capacidad de transporte. Derivado de ello se podría revisar lo atinente a los reportes que se sugieren modificar en el comentario recibido.

52.63 MC2 SAS ESP

"Considerando. En los considerandos se incluye el siguiente texto ""El artículo 30 del Decreto 2100 de 2011 determina que la CREG podrá implementar mecanismos para incentivar la importación de gas natural con el fin de promover el abastecimiento de este energético."" Posteriormente, dos párrafos más abajo se adiciona el texto: ""El artículo 2.2.2.2.41 del Decreto 1073 de 2015 establece que la CREG podrá implementar mecanismos para incentivar la importación de gas natural con el fin de promover el abastecimiento de este energético. Es redundante teniendo en cuenta que el artículo 2.2.2.2.41 del DUR 1073 dispone lo que el artículo 30 del Decreto 2100 establece. "

Respuesta:

En la resolución definitiva se hará la corrección sugerida en el comentario recibido.

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

52.64 METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.

"El formato de comentarios publicado por La CREG no deja referenciar el artículo del comentario particular.

En la lista de las celdas de la columna Referencia, solo deja escoger carácter general o artículo 1. "

Respuesta:

Se tendrá en cuenta el comentario para futuras publicaciones de archivos Excel de formato para el envío de comentarios a los proyectos de regulación.

52.65 METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.

"Considerando

La Resolución del Ministerio de Minas y Energía 80296 de 2001 dispuso, en relación con el Gas Natural Comprimido Vehicular - GNVC, en su artículo 1 lo siguiente: "(l)os precios a los usuarios finales del GNCV se determinarán libremente. No obstante, el Ministerio de Minas y Energía retomará el control de precios cuando se presenten abusos con los consumidores, indebida discriminación con otros comercializadores de GNCV y, en general, prácticas contrarias a la libre competencia entre todos los oferentes del servicio, de acuerdo con concepto previo de la Superintendencia de Industria y Comercio. Las empresas distribuidoras y transportadoras de gas natural que a su vez sean comercializadoras de GNCV, ya sea por sí mismas o por intermedio de compañías adscritas o vinculadas, ofrecerán a los comercializadores independientes de GNCV las mismas condiciones que ofrecen en relación con el cargo por distribución y transporte, para la comercialización propia del GNCV y se sujetarán a las reglas que promueven la libre competencia."

Teniendo en cuenta el texto subrayado, nos genera duda si se refiere a las mismas condiciones de cargo de distribución y transporte, comparando todas las GNCV a las que una misma empresa le comercializa gas o comparado con los cargos a mercado regulado. "

Respuesta:

En el texto subrayado parece claro que la obligación establecida busca que no se discrimine en el tratamiento tarifario de las actividades de transporte y de distribución de gas en relación con el GNVC, que se dan a sí mismas las empresas transportadoras y/o distribuidoras, que sean a la vez comercializadoras de GNVC, con respecto al tratamiento que dan a las demás empresas comercializadoras de GNVC para el uso de su infraestructura de transporte y/o de distribución. En todo caso, si hay dudas al respecto el tema es de competencia del Ministerio de Minas y Energía.

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

52.66 NITRO ENERGY COLOMBIA

"En el artículo 31 se propone lo siguiente: ""podrán negociar directamente derechos de suministro de gas natural en el Mercado secundario, únicamente a partir de la información publicada por el Gestor del Mercado, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 33 de la presente resolución... ""

Por otro lado, el artículo 33 propone: ""el Gestor del Mercado pondrá la siguiente información a disposición de los Participantes del mercado que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el artículo 35 de esta Resolución: 1.Ofertas de venta de derechos de suministro de gas natural. Las ofertas deberán especificar la identidad del oferente, los datos de contacto del mismo, la cantidad de derechos de suministro ofrecida en MBTUD, los contratos de suministro del Mercado primario de donde derivan los derechos que ofrece, las Fuentes de Suministro y Puntos de Entrega del contrato del Mercado Primario...""

De lo anterior se entiende que el Gestor publicará información del oferente relacionada con: (i) identidad de los oferentes que puede estar sometida al régimen de tratamiento de datos establecido en la ley 1581 DE 2012 y demás normas concordantes,(ii) información contractual con Proveedores de gas, que también puede estar sometida al régimen de protección de datos (iii) aspectos económicos y financieros que son sujetos a cláusulas de confidencialidad (iv) a su vez se debe suministrar información relacionada a la identificación de contrato(s) de suministro, (v) la(s) fuente(s) de suministro. Lo anterior, significa que se estaría revelando indirectamente información estratégica comercial la cuál no es deseable que se publique. Dicha información no debe ser publicada libremente, ya que como se indicó líneas arriba, la información asociada a datos personales, información comercial, financiera se encuentra protegida bajo cláusulas de confidencialidad que solo podrá ser suministrada en circunstancias especiales.

Consideramos que esta información se debe reportar al Gestor, no obstante El Gestor no debería exponer su totalidad en un portal público, y más cuando se identifica al participante del mercado. Se sugiere que las ofertas sean anónimas, y solo si existe un compromiso legítimo y respaldo, se revelen las contrapartes, en todo caso debería la información pública no debería presentarse de forma anónima. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 33.2.

52.67 OPTIMA CONSULTORES

"Se solicita a la Comisión aclarar la participación de los Comercializadores Puros en la mayor "liquidez" que propone el Proyecto de Resolución especialmente por la condición del parágrafo del artículo 31 del mismo donde se establece 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".

D – 902 116 DE 2025 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 esta restricción se limita la participación de este actor del mercado que bajo las condiciones actuales es autónomo gestionando su riesgo. ¿De qué otra manera se evidencia liquidez del mercado en el Proyecto de Resolución para el desempeño de los Comercializadores Puros? ”

Respuesta:

En la definición de Respaldo Físico del artículo 2.2.2.1.4, vigente al momento de publicación del Proyecto de Resolución CREG 702 003 de 2023, se encuentra lo siguiente como lineamiento de política:

“Respaldo Físico: Garantía de que un productor cuenta con Reservas de Gas Natural, o que un comercializador cuenta físicamente con el gas 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”. (subrayado en negrilla fuera de texto)

Para efectos de considerar que un comercializador cuenta físicamente con el gas, se ha entendido que dicho comercializador requiere contar con contratos de suministro de modalidades de tipo firme previamente a realizar ofrecimientos de venta de gas en modalidades de tipo firme. La exigencia de “cuenta físicamente” implica que el comercializador primero suscribe contratos de suministro como parte compradora y luego ofrece la venta de derechos de suministro en el Mercado secundario. En ese sentido, el lineamiento de política no permite asumir autónomamente el riesgo que se propone en el comentario

Por otra parte, recientemente mediante el Decreto 1467 de 2024, se modificó la definición de Respaldo Físico, quedando de la siguiente manera:

“Respaldo Físico. Garantía de que, al momento de ofrecer suministro para un período dado, un productor cuenta con Reservas de Gas Natural, o que un comercializador cuenta con contratos de suministro firme de gas natural, o que un transportador cuenta físicamente con la capacidad de transporte para asumir y cumplir compromisos contractuales Firmes o que garantizan firmeza, hasta el cese de las entregas.

Se entenderá que un comercializador de gas natural importado cuenta con Respaldo Físico, cuando al momento de ofrecer suministro para un período dado tiene un contrato que garantiza el acceso y derecho de uso a: (i) la capacidad de las interconexiones internacionales y/o (ii) la capacidad de las infraestructuras de regasificación.” (subrayado en negrilla fuera de texto)

De lo anterior es aún más claro que actualmente un comercializador, para poder ofrecer suministro en firme, debe contar con contratos de suministro firme, obviamente como parte compradora, ya sea del Mercado primario o del Mercado secundario.

Ver respuesta al comentario 21.52, al comentario 52.29.

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

52.68 OPTIMA CONSULTORES

“Se solicita a la Comisión incluir el término “Punto de Entrega” para la cesión de derechos de suministro en la compra y venta del Mercado Mayorista de Gas Natural debido a que el ajuste propuesto de usar “Fuente de Suministro” no ejemplifica la realidad y su cambio traería confusión en las negociaciones y un alto volumen de gestión administrativa para diferentes actores del sistema.”

Respuesta:

Aunque en el comentario se hace mención de “cesión de derechos de suministro”, se entiende que a lo que se hace referencia es a la compra o venta de derechos de suministro en el Mercado secundario. En ese sentido, cualquier contrato de suministro debe tener uno o varios Puntos de Entrega del gas que se suministra, solo que en el caso específico de la venta de derechos de suministro en el Mercado secundario se definen como “puntos estándar de entrega”.

Ver respuesta al comentario 3.2.

52.69 Petromil

“En el documento soporte del Proyecto de Resolución se argumenta en el numeral 4.7. que una menor sobrecontratación en el Mercado Primario fomentara la liquidez y activara la comercialización del Mercado Secundario, pero, percibimos un efecto contrario en lo propuesto: una demanda que busque ser más eficiente en su contratación no dispondrá de excedentes para comercializar en el Mercado Secundario, actividad que da vida a nosotros los Comercializador Puros. ¿De qué otra manera la Comisión promoverá la participación de los Comercializadoras Puros en la propuesta de Comercialización del Mercado Mayorista de Gas Natural?”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 21.22.

52.70 Petromil

“Recomendamos reglamentar el Respaldo Físico de importación de GNL, en cuanto a su alcance, fuente, entregas, almacenamiento, regasificación, capacidad de punto de recibo, entre otros aspectos.”

Respuesta:

La definición de Respaldo Físico compete inicialmente a la política energética, y en el contexto del funcionamiento del Mercado Mayorista le compete a la CREG, a falta de una definición previa en la política energética. En el Decreto 1467 de 2024 se establece lo siguiente:

“Se entenderá que un comercializador de gas natural importado cuenta con Respaldo Físico, cuando al momento de ofrecer suministro para un período dado tiene un contrato

D – 902 116 DE 2025 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 garantiza el acceso y derecho de uso a: (i) la capacidad de las interconexiones internacionales y/o (ii) la capacidad de las infraestructuras de regasificación."

Por otra parte, en la agenda regulatoria de la CREG para el año 2025 se está incluyendo un desarrollo de la regulación para el acceso y uso de los servicios asociados a las infraestructuras de importación de gas natural.

52.71 Prime Energía Colombia

"Insistimos en la importancia de incentivar vía regulación, mayores Fuentes de Suministro de gas natural local e importado que permitan a la demanda térmica una contratación flexible en condiciones de suministro eficientes, financieramente viables y sostenibles. La generación térmica es fundamental para fomentar el potencial de suministro de gas natural y está en la regulación, dar las señales adecuadas para ello.

Instamos a esta Comisión bajo los lineamientos de política pública y el artículo 2.2.2.2.41 del decreto 1073 de 2015, establecer incentivos a la importación de gas natural con el fin de brindar señales al mercado bajo un esquema integral de respaldo del sector térmico con gas natural importado, teniendo en cuenta que en Colombia solo se 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 al comentario 21.54.

52.72 Prime Energía Colombia

"De acuerdo con la resolución No. 000588 de 2023, la UPME declaró desierta la convocatoria pública GN 001-2022 para la prestación del servicio de almacenamiento de GNL, regasificación, transporte de gas natural y servicios asociados de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico. Preocupa la disponibilidad de gas natural a mediano y largo plazo, de acuerdo con los balances de oferta y demanda proyectada y el eventual déficit de suministro a partir del año 2027, identificado por esta Comisión en el balance comercial presentado en el documento CREG 188 de 2021 soporte de la propuesta regulatoria CREG 226 de 2021. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 52.1.

52.73 Prime Energía Colombia

"Consideramos que la eliminación de la contratación con interrupciones de corto plazo (diaria, semanal, etc) reduce la oportunidad de transar en el día a día los excedentes de gas natural en el mercado, producto de interrupciones en el consumo no planeadas y consecuentemente, se

D – 902 116 DE 2025 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

convierte en un excedente que no puede ser aprovechado por el generador térmico restando de esta manera dinamismo al mercado. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 37.2.

52.74 PROMIGÁS

"Es necesario que la Comisión realice un Análisis de Impacto Normativo robusto para definir la conveniencia de la implementación de las distintas propuestas incluidas en el articulado. Las reglas de comercialización expedidas por la CREG deben asegurar el abastecimiento de gas natural en el país, para permitir la continuidad del servicio de forma eficiente y competitiva. No es claro que el mecanismo propuesto en el proyecto sea la mejor forma de asegurar la liquidez y flexibilidad del mercado de gas natural, más aún, cuando nos encontramos en una situación de estrechez en el balance de oferta y demanda, evidenciado en el actual proceso de comercialización que se está adelantando. La Comisión debe adelantar los análisis pertinentes que sustenten la implementación de este mecanismo. "

Respuesta:

Las reglas de funcionamiento del Mercado Mayorista se establecen con el fin de lograr la mayor eficiencia en la contratación del suministro del gas natural para atender el servicio público domiciliario con indiferencia de si el gas proviene de campos de producción nacionales o es obtenido en el exterior. Las reglas por sí solas no aseguran el abastecimiento de gas natural pues para ello existen otras entidades del sector Minas y Energía y de otros sectores gubernamentales con las competencias necesarias, no solo para la administración del recurso hidrocarburífero del subsuelo colombiano, la reglamentación de la exploración y explotación del recurso, la reglamentación ambiental, sino también para la planeación centralizada de la infraestructura necesaria para asegurar la confiabilidad del servicio y la seguridad del suministro.

Ver respuesta al comentario 52.6, al comentario 52.31 y al comentario 52.44.

52.75 SHELL

"El proyecto de resolución 702 003 de 2023 presenta aspectos positivos para la flexibilización del régimen de comercialización de gas natural en Colombia. El proyecto incluye mecanismos de flexibilización para nuevas fuentes como la Costa Afuera y el Gas Importado, así como la posibilidad de atender a los usuarios de varias Fuentes de Suministro. Lo anterior demuestra el interés de la Comisión por incorporar la visión de diferentes agentes del sector y el desarrollo de un marco que atienda a las necesidades del mercado en el corto plazo. "

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

52.76 SHELL

"Respetuosamente sugerimos una revisión a la estructura de la resolución para propender por una mayor claridad en las reglas de operación en el Mercado primario de gas natural. La estructura actual del Capítulo IV "Comercialización de gas en el Mercado Primario" del Título III "Aspectos comerciales del Mercado primario" puede generar confusión al tener disposiciones específicas para diferentes Fuentes de Suministro.

Se propone que dentro del Capítulo 4 se creen secciones independientes para cada una de las Fuentes de Suministro que son actualmente reguladas, las cuales pueden estructurarse bajo artículos o subcapítulos específicos a cada una de las fuentes. Se propone que sean entendidas las siguientes fuentes:

Campos Mayores antes y después de la declaración de comercialidad.

Campos Menos antes y después de la declaración de comercialidad.

Campos Costa Afuera, antes y después de la comercialidad.

Campos en Pruebas Extensas.

Campos Aislados.

Fuentes de Suministro nacionales que requieren logísticas especiales para su comercialización, como GNC o GNL.

Fuentes de Suministro correspondientes a un Punto de Importación.

La desagregación propuesta permite a los diferentes actores del mercado primario tener mayor claridad sobre las normas que aplican a cada fuente, dado que para cada sección habrá un artículo correspondiente. Se propone entender las fuentes en cada momento de maduración, dando claridad al procedimiento para una fuente que comercializa previa a su declaratoria de comercialidad y luego de este hito contractual con la ANH.

Establecer secciones específicas en la regulación sobre cada una de las Fuentes de Suministro contempladas en la regulación, donde se presenten las reglas de comercialización que aplican a cada una en sus diferentes momentos de maduración. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 8.7, al comentario 19.2 y al comentario 52.29.

52.77 SHELL

"Uno de los retos que enfrenta el mercado de gas natural es asegurar la inclusión de nuevas Fuentes de Suministro que permitan su abastecimiento y entreguen confiabilidad en el suministro para los usuarios finales. Uno de los aspectos que hemos percibido en mercados como el brasilero, argentino o chileno, es tener la posibilidad de ofrecer gas de un portafolio de opciones de suministro. El gas de portafolio puede ser estructurado mediante diferentes mecanismos, los más comunes son: i) tener múltiples posiciones de suministro propias en el mercado, por ejemplo, teniendo capacidad de regasificación y licencias de exploración y producción, o ii) mediante la compra a otros productores cantidades de gas natural y tener una posición en el mercado a través de la regasificación o producción.

D – 902 116 DE 2025 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

Lo anterior, puede establecerse en el mercado colombiano cuando a un Productor-Comercializador se le permite ser Comercializador de Gas Importado, lo cual bajo las propuestas de resolución se entiende que puede suceder. El segundo mecanismo, que no es excluyente del primero, se podría implementar en el mercado mediante la revisión de la definición de Productor-Comercializador donde se le permita realizar la intermediación comercial de la compra de gas natural y su venta a usuarios finales.

Se propone entonces revisar la posibilidad de que un Productor-Comercializador pueda realizar esta actividad, en donde, por ejemplo, se implementen indicadores para promover la libre competencia y permitir esta actividad a jugadores que no tengan una concentración del mercado.

Permitir que un Productor-Comercializador pueda realizar la compra de gas en el Mercado primario y secundario, con unas reglas de operación claramente definidas en las que se promueva la libre competencia y se promueva la liquidez en el mercado, a través de la estructuración de indicadores. Se propone revisar la posibilidad de permitir esta actividad para Productores-Comercializadores que ofrecen al mercado menos del 45% del suministro, en aras de promover el desarrollo de nuevas fuentes y el desarrollo de alternativas de abastecimiento. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 13.3.

52.78 SURTIGÁS

"Que la Comisión realice un Análisis de Impacto Normativo robusto para definir la conveniencia de la implementación de las distintas propuestas incluidas en el articulado. Es indispensable que las reglas de comercialización expedidas por la CREG logren asegurar el abastecimiento de gas natural en el país, para permitir la continuidad del servicio de forma eficiente y competitiva. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 52.74.

52.79 SURTIGÁS

"En lo referente a los Trimestres Estándar definidos por la Comisión: Trimestres Estándar, Trimestre Estándar de ejecución y Trimestre Estándar de negociación, estamos de acuerdo con el primero y el tercero, es decir, resultan razonables los Trimestres Estándar adoptados por la CREG (diciembre a febrero, marzo a mayo, junio a agosto y septiembre a noviembre de cada año de gas), en la medida en que resultan compatibles con la evolución y los requerimientos de demanda del sector termoeléctrico y otras demandas marcadamente estacionales. Así mismo, resulta razonable que se realicen trimestralmente procesos de comercialización, es decir, Trimestres Estándar de negociación que brindan la flexibilidad necesaria tanto para cubrir la demanda de suministro de los agentes y la demanda existentes, como para cubrir la demanda de nuevos agentes y nueva demanda no prevista. Sin embargo, reiteramos nuestra propuesta

D – 902 116 DE 2025 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

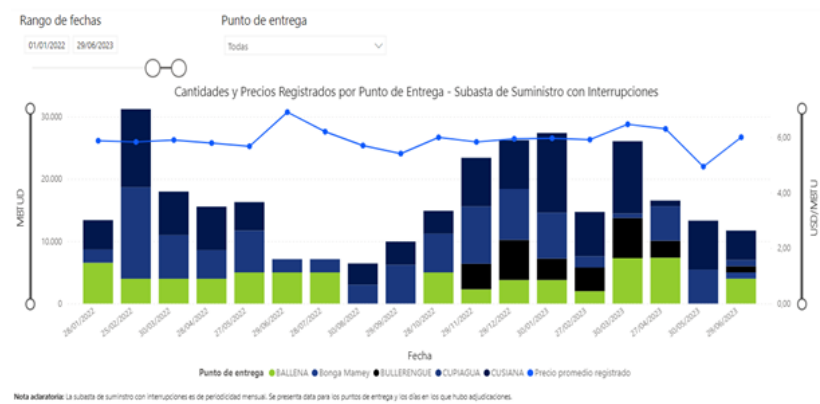
en el sentido de que los períodos de ejecución/contratación puedan superar el Trimestre Estándar de ejecución, como se sugirió previamente y se retrotrae y complementa a continuación: "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 22.30.

52.80 TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.

"En el numeral 4.3 ""Eliminación de las subastas de contratos con interrupciones"" se menciona que las subastas de contratos con interrupciones son un mecanismo de poco uso y pocas cantidades contratadas, analizando el año 2022 con respecto a los años anteriores. Sin embargo, dentro de los análisis no se observa una comparación con información más reciente: en la siguiente gráfica tomada del Gestor del Mercado se presenta un aumento para el año 2023 en la cantidades contratadas en la subasta de contratos con interrupciones lo que demuestra un aumento en la participación.



En línea con lo anterior destacamos que resulta una inadecuada señal de la regulación, eliminar mecanismos e instrumentos que incentivan y promueven la sana y transparente competencia en el mercado y con ello se distorsiona la formación eficiente de precios que resultan de la libre interacción de la oferta y la demanda; la regulación debe adoptar los mecanismos necesarios para fomentar y estimular la competencia y no suprimirlos. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 37.18.

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

52.81 TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.

“Solicitamos a la Comisión la realización de un taller en que se socialicen los cambios propuestos en la resolución.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 52.25.

52.82 TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.

“Se debe expedir un cronograma por parte del gestor, en que se detallen cada uno de los requerimientos propuestos en la resolución, incluyendo las fechas límites de publicación de las actividades y envío de los formatos e información por parte de los agentes, con el objetivo de tener organizados los procesos del Mercado Mayorista de gas natural.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 52.21.

52.83 TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.

“A lo largo de la resolución se utiliza la frase Participantes del Mercado Mayorista sin dar claridad si hacen referencia al mercado de energía o al de gas.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 3.10.

52.84 TGI

“El esquema de comercialización habilita a los productores a diferenciar precios entre demanda regulada y demanda no regulada, sin embargo, esto no se ha hecho en los últimos procesos de comercialización. Lo anteriormente planteado va en contravía de los esquemas de conversión a gas natural, de industrias que hacen uso del carbón como energético, por lo cual, respetuosamente solicitamos al regulador, defina una obligatoriedad de diferenciación en este tipo de demandas, de tal forma que las entidades de control no tengan incentivos de castigar a aquellos productores - comercializadores que tienen composición pública en su propiedad, por beneficiar en precio a aquella demanda no regulada, que se motiva a convertir sus procesos productivos de combustibles contaminantes al gas natural como parte de la transición energética que actualmente está viviendo el país.”

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 15.10 y al comentario 22.9.

D – 902 116 DE 2025 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

52.85 TGI

“Así mismo insistimos en tener la posibilidad de ir como transportadores (usuarios no regulados) directamente al Mercado secundario cuando se requiera gas de operación. Adicional a esto, la posibilidad que un comercializador minorista represente a un transportador en el Mercado secundario, frente a lo cual no hemos recibido respuesta positiva a esta solicitud.”

Respuesta:

De acuerdo con la regulación vigente, que se mantiene en la resolución definitiva del Proyecto de Resolución CREG 702 003 de 2023, los usuarios no regulados no pueden participar como compradores en el Mercado secundario.

En cuanto a la posibilidad de que un comercializador minorista represente a un transportador o a cualquier otro agente en el Mercado secundario, se debe especificar qué se entiende por “representar”. Un comercializador puede prestarle el servicio a un usuario no regulado mediante la contratación del Mercado Minorista, en el que el comercializador es el titular de los contratos de suministro de gas del Mercado primario y/o del Mercado secundario con los que se atenderá el suministro del usuario no regulado.

Si a lo que se hace referencia con la expresión “representar” es a que el comercializador simplemente es un mandatario y realmente no busca negociar en el Mercado Mayorista para contratar el suministro de gas del cual el comercializador será el titular, ello desfiguraría el funcionamiento del Mercado Mayorista pues realmente la negociación del suministro se basa en la compraventa del gas en la que las partes contractuales son quienes pueden participar como vendedores y como compradores de acuerdo con la organización de la CREG al respecto.

Ver respuesta al comentario 21.22.

52.86 VANTI

"Se solicita incorporar dentro de los objetivos regulatorios el de reducir el poder de mercado del productor o minimizar sus impactos en los procesos de comercialización. Esto se sustenta en que, actualmente, la comercialización de gas tiene características de monopolio: Ecopetrol controla alrededor del 70% de la oferta disponible y desde hace varios años existe estrechez entre la oferta y la demanda, situación que ha empeorado con la declinación de los principales campos del Piedemonte y la Guajira.

Es preciso recordar que la liberación de precios de Cusiana se fundamentó en una liberación indirecta de cantidades. De hecho, el precio libre de ese campo se permitió solamente en función de la capacidad de tratamiento de la planta de Cusiana. El problema consiste en que se condicionó la libertad de precios a un evento puntual (capacidad de tratamiento de Cusiana) y no a un cronograma de liberación de cantidades en el tiempo, que diera lugar a volver a regular el precio ante ausencia de competencia o ante limitaciones o insuficiencia de oferta.

D – 902 116 DE 2025 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

Si la demanda esencial es mayor a la oferta, la demanda toma el precio de reserva del productor y no hay subasta. Esto, en otras palabras, implica que un productor, unilateralmente, fija el precio del mercado. Por lo tanto, no es un mecanismo en competencia, es un mecanismo unilateral de precios sin ningún tipo de restricción para el productor. Ante un mercado con más información de las cantidades requeridas por la demanda, nada impide que haya un ejercicio de maximización de precios. Así, en ausencia de una regulación directa de precios, al menos debería existir un techo a los precios de reserva que sea establecido por la CREG. "

Respuesta:

Se sugiere considerar el análisis que sustentó la decisión de liberación de precios de suministro de gas adoptada mediante la Resolución CREG 088 de 2013, en los documentos CREG-054 de 2012, soporte de la resolución de propuesta para comentarios CREG 097 de 2012, y el documento CREG-062 de 2013, soporte de la resolución definitiva CREG 088 de 2013.

52.87 VANTI

"De un análisis general del documento, en los casos de oferta deficitaria, una política regulatoria consistente debería implicar, necesariamente, la regulación de precios de campos monopólicos o monopólicos regionales y una asignación administrada de las asignaciones a la demanda esencial de las cantidades disponibles para la venta en dichos campos para los períodos deficitarios. Lo anterior permitiría:

- *Establecer precios eficientes y evitar las rentas monopólicas.*
- *Crear un marco consistente a la situación de mercado de esas regiones.*
- *Proteger la demanda regulada y la demanda esencial de los ejercicios de maximización de rentas.*
- *Incentivar la liberación de cantidades y poner a disposición del mercado las cantidades realmente disponibles.*
- *Incentivar los recobros mejorados.*

Esta regulación de precios no debe ser general, se debe mantener la flexibilidad para nuevos campos y permitir la comercialización conjunta para viabilizar las inversiones. Lo ideal es hacer un ejercicio de balances en los campos que pueden comportarse como monopolios u oligopolios regionales dadas las restricciones de transporte. Sólo en estos campos o puntos de transacción comercial es necesario limitar la captura de rentas a través de regulación de precios. "

Respuesta:

Ver respuesta al comentario 22.9, al comentario 22.6551.9 y al comentario 52.86.

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

52.88 VANTI

"Entendiendo la necesidad que se expone en el documento soporte de separar la demanda esencial embebida dentro de la demanda regulada (numeral 8.18.1.1) y la solicitud de la Comisión de conocer con mayor precisión por qué es necesaria la medición diaria de los usuarios regulados que no hacen parte de la demanda esencial (numeral 36.10.1.2), a continuación se procede a explicar dicha necesidad:

- Por definición, los contratos de gas se nominan diariamente por tipo de demanda (regulada y no regulada). A partir de la emisión de esta resolución, se tendrá que incorporar una categoría adicional de demanda esencial la cual tendrá contratos específicos.*
- El proceso de balance de gas en el sistema de transporte requiere que la nominación diaria se realice por contrato y tipo de demanda.*
- La nominación se compara con la medición real para realizar el cálculo del balance que el transportador reporta y sobre el cual los remitentes deben tomar las acciones necesarias para mantener su nivel de desbalance dentro de los porcentajes establecidos por regulación.*
- Lo anterior, requiere que el consumo diario de cada tipo de demanda se pueda identificar; hoy el consumo de demanda regulada se determina por diferencia de la medición en las estaciones de puerta de ciudad (en donde el distribuidor recibe el gas) y la medición diaria de todos los clientes no regulados —quienes por definición tienen teledemanda—.*
- A partir de la entrada en vigor de esta resolución, se deberá establecer un mecanismo para poder diferenciar la demanda regulada no esencial para poder obtener el balance de gas por cada tipo de contrato.*

En la práctica, la separación de contratos implica mayores costos de transacción para comercializadores y usuarios, y puede llegar a implicar medición especial para usuarios regulados con fronteras comerciales similares a las que existen en el sector eléctrico. "

Respuesta:

Se hace necesario que el comercializador determine el mecanismo para diferenciar la demanda regulada que es parte de la Demanda Esencial, de la demanda regulada que no es parte de la Demanda Esencial, para lo cual se considera que los patrones de consumo se pueden obtener con muestreos aleatorios de toma de lecturas de medición con una mayor frecuencia durante un período de tiempo representativo, a usuarios regulados representativos de los usuarios que no hacen parte de la Demanda Esencial.

En todo caso se evaluará la inclusión de este aspecto en la resolución que sustituya la Resolución CREG 137de 2013.

Ver respuesta al comentario 22.9 y al comentario 52.45.

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