



AMPLIACIÓN DE LAS MEDIDAS TRANSITORIAS PARA DIFERIR LAS OBLIGACIONES DE PAGO DE LOS COMERCIALIZADORES ANTE EL ASIC Y LAC

DOCUMENTO CREG-901 002
19 de mayo de 2023

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

Contenido

1	ANTECEDENTES.....	4
2	INFORMACIÓN GENERAL.....	6
3	DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	15
4	OBJETIVOS.....	15
5	ALTERNATIVAS.....	16
5.1	No extender más el mecanismo.....	16
5.2	Ampliar la aplicación del mecanismo.....	16
6	ANALISIS DE IMPACTO.....	17
7	CONSULTA PÚBLICA.....	17
8	CONCLUSIONES.....	17

Ilustraciones

Ilustración 1. Financiación comercializadores con agentes proveedores aguas arriba de la cadena.....	7
Ilustración 2. Medida de financiación para comercializadores.....	8
Ilustración 3. Montos totales diferidos por los comercializadores de acuerdo con mes de vencimiento.....	9
Ilustración 4. Montos totales diferidos por los comercializadores de acuerdo con mes de vencimiento.....	11
Ilustración 5. Ampliación esquema de diferimiento para incluir el tramo 3.....	16

Tablas

Tabla 1. Montos en Millones COP por ASIC y LAC para los comercializadores de acuerdo con el mes de vencimiento.....	9
Tabla 2. Montos en Millones COP por los acreedores del MEM de acuerdo con el mes de vencimiento.....	10
Tabla 3. Montos en Millones COP por los acreedores por cargos del STN de acuerdo con el mes de vencimiento.....	10
Tabla 4. Montos en Millones COP por los acreedores por cargos OR de acuerdo con el mes de vencimiento.....	11
Tabla 5. Montos en Millones COP por ASIC y LAC para los comercializadores de acuerdo con el mes de vencimiento.....	12
Tabla 6. Montos en Millones COP por los acreedores del MEM de acuerdo con el mes de vencimiento.....	12
Tabla 7. Montos en Millones COP por los acreedores por cargos del STN de acuerdo con el mes de vencimiento.....	12
Tabla 8. Montos en Millones COP por los acreedores por cargos OR de acuerdo con el mes de vencimiento.....	13
Tabla 9. Montos en Millones COP por los acreedores del MEM de acuerdo con el mes de vencimiento.....	13
Tabla 10. Montos en Millones COP por los acreedores del MEM de acuerdo con el mes de vencimiento.....	14
Tabla 11. Montos en Millones COP por los acreedores por cargos del STN de acuerdo con el mes de vencimiento.....	14
Tabla 12. Montos en Millones COP por los acreedores por cargos OR de acuerdo con el mes de vencimiento.....	15

AMPLIACIÓN DE LAS MEDIDAS TRANSITORIAS PARA DIFERIR LAS OBLIGACIONES DE PAGO DE LOS COMERCIALIZADORES ANTE EL ASIC Y LAC

1 ANTECEDENTES

El Costo Unitario de Prestación del Servicio de energía eléctrica (CU) que aplica para los usuarios regulados, es el costo económico eficiente que resulta de agregar los costos de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización, definido por la Resolución CREG 119 de 2007.

El Costo Unitario de Prestación del Servicio se subdivide en componentes, expresados en \$/kWh, según se indica a continuación:

$$CUV_{n,m,i,j} = \underbrace{G_{m,i,j} + T_m}_{\xi} + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

Cada uno de los componentes varía en diferentes períodos de tiempo, de la siguiente manera:

Componente	Definición del Componente	Explicación
$G_{m,i,j}$	Costo de compra de energía (\$/kWh- pesos por kilovatio-hora) para el mes m, del Comercializador Minorista.	Este componente corresponde al costo de compra de energía por parte del comercializador, bien sea diariamente en la bolsa de energía o en contratos a largo plazo con generadores u otros comercializadores. (Resolución CREG 119 de 2007)
T_m	Costo por uso del Sistema de Transmisión Nacional, STN, (\$/kWh) para el mes m	Es el valor único para todos los comercializadores del transporte de energía en el Sistema de Transmisión Nacional (STN), desde las plantas de generación hasta las redes del Sistema de Transmisión Regional (STR) o las del Sistema de Transmisión Regional (SDL). (Resolución CREG 011 de 2009)
$D_{n,m}$	Costo por uso de Sistemas de Distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m.	Corresponde al valor que a pagar por transportar la energía desde el STN hasta el usuario final a través de los STR y los SDL. Este valor es definido

D- 901 002 DE 2023 - AMPLIACIÓN DE LAS MEDIDAS TRANSITORIAS PARA DIFERIR LAS OBLIGACIONES DE PAGO DE LOS COMERCIALIZADORES ANTE EL ASIC Y LAC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 4

Componente	Definición del Componente	Explicación
	Los niveles de tensión son 1, 2, 3 y 4. En general, los usuarios residenciales están conectados al nivel 1.	por la CREG por nivel de tensión y para cada empresa distribuidora. Para el cobro de este valor el Ministerio de Minas y Energía (MME), ordenó la creación de Áreas de Distribución de Energía Eléctrica (ADD), con el fin de unificar el cargo al interior de una misma ADD. (Resolución CREG 015 de 2018) (Resolución CREG 058 de 2008)
$Cv_{m,i,j}$	Margen de Comercialización correspondiente al mes m, del Comercializador Minorista, expresado en (\$/kWh).	Remunera los costos variables asociados con la comercialización de la energía, tales como los costos de atención comercial del usuario y el margen de la actividad, pagos al ASIC y al CND, así como las contribuciones a la CREG y a la SSPD, y riesgo de cartera. (Resolución CREG 191 de 2014)
$R_{m,i}$	Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al Comercializador Minorista i en el mes m.	Corresponde a los costos de la generación fuera de mérito que debió utilizarse para que el Sistema de Transmisión Nacional opere de manera segura y/o por las limitaciones de su red. (Resolución CREG 119 de 2007)
$PR_{n,m,i,j}$	Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n, para el mes m, del Comercializador Minorista	Corresponde al costo reconocido de pérdidas de energía que por razones técnicas o no técnicas se pierden tanto en el STN como en los STR y SDL; así como los costos de los programas de reducción de pérdidas no técnicas que se realicen por Mercado de Comercialización. (Resolución CREG 119 de 2007) (Resolución CREG 015 de 2018)

De acuerdo con lo anterior, la facturación de los comercializadores a los usuarios finales incluye los costos por: i) compra de energía, ii) costos por uso del STN, iii) costos por uso de STR y SDL, iv) costo de comercialización, v) costos de restricciones y vi) el costo para cubrir las pérdidas de transporte y entrega de la energía. Mientras algunos costos corresponden a la actividad propia del comercializador, costos como las compras y el transporte de energía corresponden a pagos a otros agentes proveedores que hacen parte de la cadena de prestación del servicio.

En tal sentido, y para asegurar la realización de los pagos entre los distintos agentes de la cadena de prestación del servicio y mitigar el riesgo sistémico que produciría un incumplimiento general de las obligaciones de pago, las reglas del mercado de energía prevén mecanismos de garantías para asegurar los pagos oportunos a generadores, transportadores y distribuidores.

En el Mercado Energía Mayorista los encargados de adelantar la liquidación de las transacciones entre los agentes son: i) el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) que adelanta la liquidación de las transacciones en bolsa (compraventa de energía, restricciones, AGC, desviaciones, Cargo por Confiabilidad, entre otros) y ii) el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) adelanta la liquidación de los cargos de STN, STR y SDL.

Las transacciones por compras de energía en contratos de largo plazo entre los comercializadores y los generadores u otros comercializadores se liquidan entre las partes de estos acuerdos bilaterales, bajo las condiciones libremente pactadas entre las partes del contrato.

2 INFORMACIÓN GENERAL

El financiamiento requerido por los comercializadores con demanda regulada y con saldos de opción tarifaria, resultantes de aplicar alivios a las tarifas de los usuarios, se puede aminorar ofreciendo facilidades de pago al comercializador a través de un diferimiento parcial de las obligaciones del pago en la bolsa de energía y por uso de redes, como un “crédito de proveedor” durante un período de aplicación que considere el tiempo para que se implementen otras medidas de manejo de los saldos mencionados, y un plazo extendido junto al reconocimiento de una tasa de financiamiento durante el período de repago.

En particular, en la Resolución CREG 101 029 de 2022, se adoptó el financiamiento señalado respecto a las cuentas que son liquidadas mensualmente por el ASIC y LAC a los comercializadores en las condiciones señaladas, hasta un monto máximo del 20% de dichos valores por un período de aplicación, y ser repagados en un período de varios meses, cubriendo el costo de financiamiento establecido.

En particular, dadas las dificultades de pago que venían teniendo los comercializadores que atienden demanda regulada y con saldos acumulados de la opción tarifaria, en la Resolución CREG 101 029 de 2022 la Comisión adoptó un mecanismo para que dichos agentes pudieran, por un período de tiempo, opcionalmente diferir hasta el 20% de las obligaciones mensuales de pago por transacciones en el Mercado de Energía Mayorista y por los cargos por usos de redes de transporte de energía, liquidadas respectivamente por el ASIC y LAC, de los meses de septiembre a diciembre de 2022.

Además, dicho mecanismo fue ampliado mediante la Resolución CREG 101 005 de 2023, para un nuevo tramo que comprendía los meses de enero a abril de 2023, con un período de repago de 18 meses, para aquellos comercializadores que no tengan capacidad instalada que supere el 1% de la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional -SIN.

En la ilustración 1 se muestra el esquema de financiamiento adoptado.

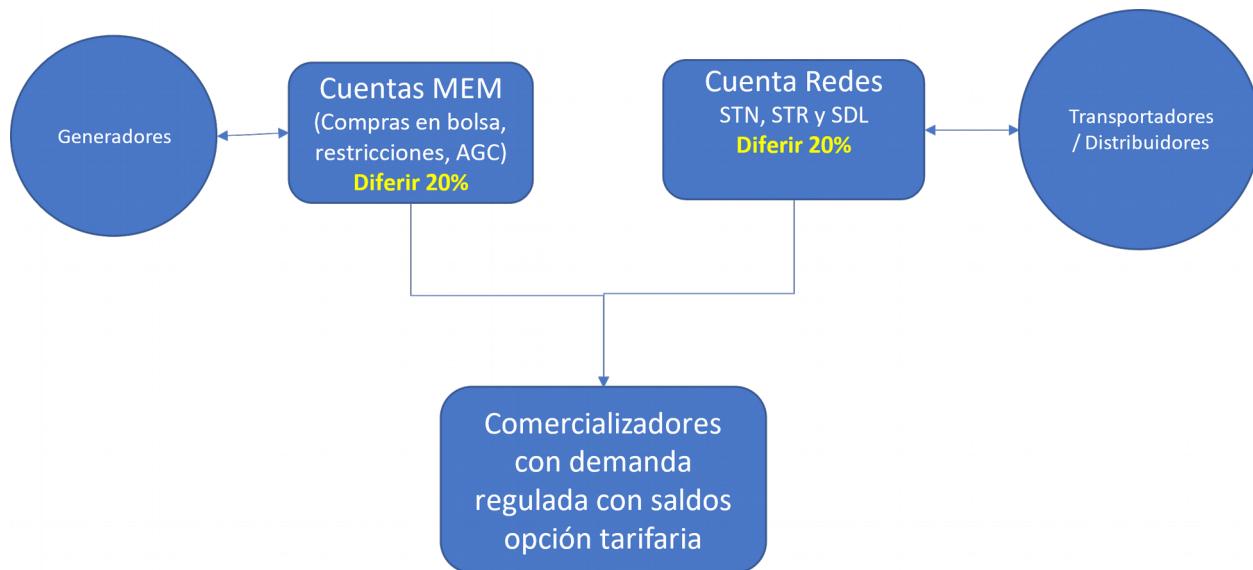


Ilustración 1. Financiación comercializadores con agentes proveedores aguas arriba de la cadena

Respecto a las condiciones de plazo de pago, se establecieron dieciocho (18) meses como periodo de pago de los montos diferidos.

En cuanto a la tasa de interés, se considera la menor entre: i) la tasa de financiación del acreedor, la cual es reportada a XM, y ii) la tasa de interés preferencial de colocación de créditos comerciales, buscando unificar en la medida de lo posible con la tasa a la que el comercializador ofrece financiación a los usuarios para los diferimientos de pago de las facturas, que también tomo como referencia la tasa preferencial de colocación de créditos comerciales publicada por el Banco de la República. Ahora bien, la tasa de interés para el diferimiento será conocida de antemano por los comercializadores, para que estos puedan decidir si hacen uso o no del mecanismo, de acuerdo con sus opciones de financiación. En la ilustración 2, se tienen los tramos de financiación y sus respectivos períodos de pago, de acuerdo con lo establecido en las Resoluciones CREG 101 029 de 2022 y CREG 101 005 de 2023.

Para asegurar los pagos diferidos, se establece que para las cantidades a pagar cada mes se puede utilizar el esquema de garantías vigente o un esquema de fidencias de administración y pago para los ingresos del comercializador con prioridad de pago de los montos diferidos.

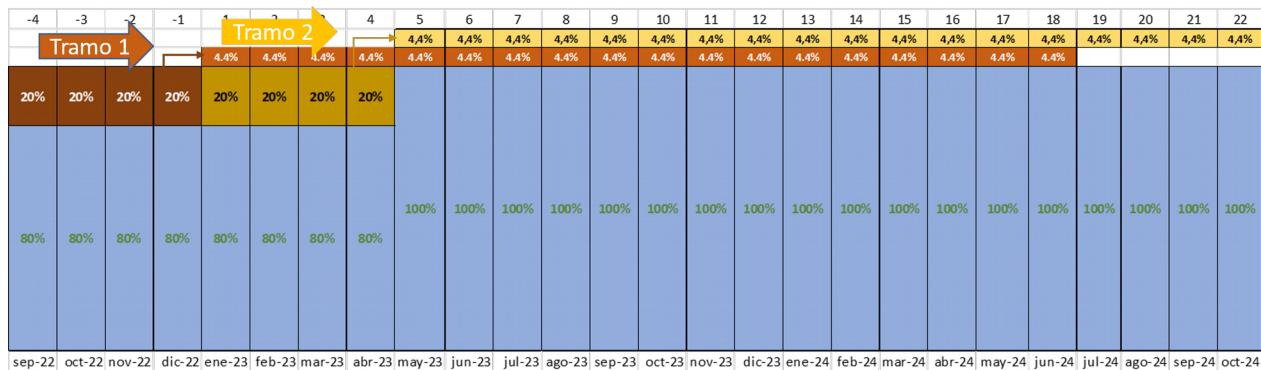


Ilustración 2. Medida de financiación para comercializadores

Los resultados que se han tenido del mecanismo anterior se pueden ver en las siguientes tablas e ilustraciones.

Tramo 1

En la ilustración 3, de acuerdo con información facilitada por XM, se tienen los valores totales por los cuales se acogieron los comercializadores con saldos acumulados pendientes.

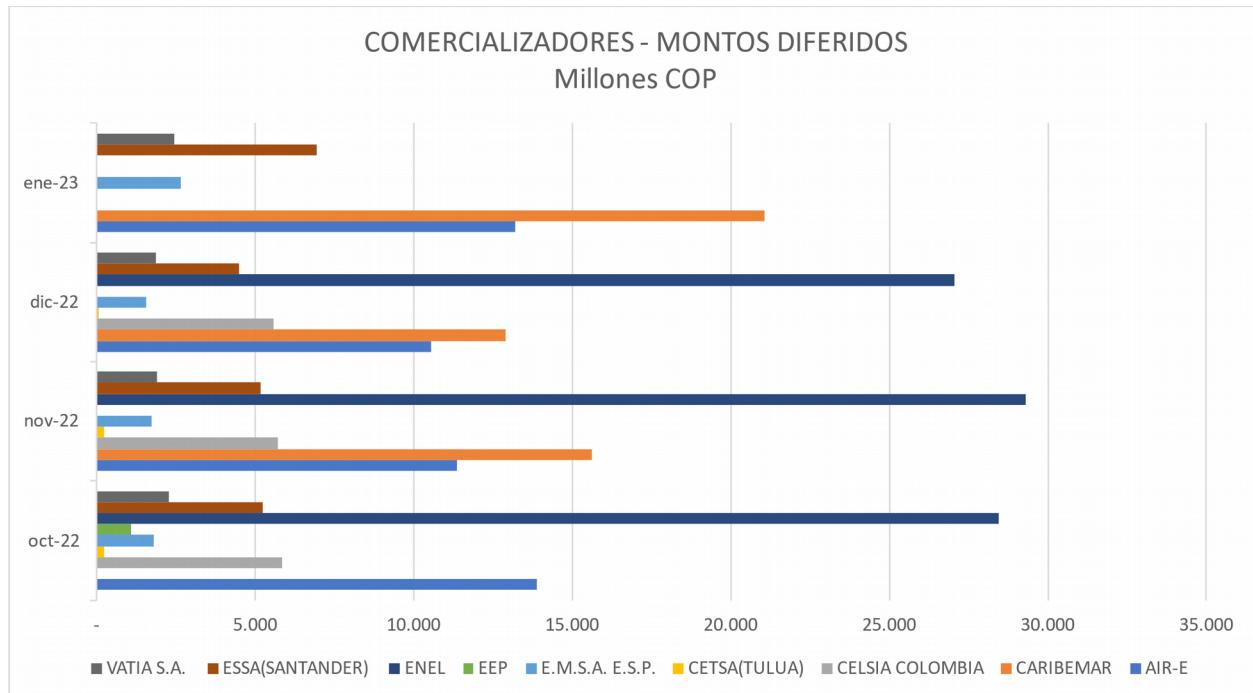


Ilustración 3. Montos totales diferidos por los comercializadores de acuerdo con mes de vencimiento

En lo que respecta a los valores en millones de pesos por los montos en ASIC y LAC en la tabla 1 se tienen las cifras por comercializador, en donde se evidencia que la financiación llegó a valores cercanos de 240,000 Millones de pesos.

COMERCIALIZADOR - MONTOS DIFERIDOS Millones COP					
Agente	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	TOTAL
AIR-E	13,881	11,370	10,542	13,216	49,009
CARIBEMAR	-	15,634	12,909	21,077	49,619
CELSIA COLOMBIA	5,841	5,704	5,580	-	17,124
CETSA(TULUA)	252	233	82	-	567
E.M.S.A. E.S.P.	1,803	1,749	1,562	2,663	7,777
EEP	1,081	-	-	-	1,081
ENEL	28,435	29,288	27,047	-	84,770
ESSA(SANTANDER)	5,243	5,169	4,475	6,939	21,826
VATIA S.A.	2,269	1,910	1,863	2,455	8,498
TOTAL	58,806	71,058	64,059	46,349	240,272

Tabla 1. Montos en Millones COP por ASIC y LAC para los comercializadores de acuerdo con el mes de vencimiento

En lo que respecta a las liquidaciones del MEM, los datos por acreedores se tienen las cifras en la tabla 2, en donde se identifica que en total se llegó a cerca de 123,000 Millones de pesos.

ACREEDORES SIC	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	TOTAL
Agente					
TEBSA S.A. (E.S.P.)	10,040	10,970	11,324	4,558	36,892
EEPPM	5,983	6,216	3,955	4,688	20,841
TERMOFLORES	3,378	3,462	3,827	3,040	13,707
TERMONORTE	1,838	1,966	2,257	1,241	7,301
TERMOCANDELARIA -	1,503	1,363	1,924	1,403	6,193
CELSIA COLOMBIA	1,196	2,736	1,463	1,849	7,243
GECELCA S.A. E.S.P	621	-	1,394	1,273	3,288
TERMOVALLE	743	869	933	506	3,052
PROELECTRICA	493	821	886	487	2,687
TERMOEMCALI	642	715	790	432	2,579
ISAGEN	2,234	5,015	215	2,956	10,420
AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.	-	1,175	-	1,583	2,758
OTROS (36)	1,360	1,621	1,346	1,411	5,738
TOTAL	30,030	36,929	30,314	25,426	122,699

Tabla 2. Montos en Millones COP por los acreedores del MEM de acuerdo con el mes de vencimiento

En lo que respecta a las liquidaciones por cargos por uso, los datos por acreedores se tienen las cifras en las tablas 3 y 4, para transportadores y operadores de red respectivamente, la cifras llegaron a cerca de 117,000 Millones de pesos.

ACREEDORES LAC	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	TOTAL
Empresa beneficiaria STN					
INTERCOLOMBIA	14,273	16,128	15,444	8,424	54,270
GBB SA ESP	5,280	5,966	6,019	3,855	21,121
ISA.	1,858	2,100	2,384	1,320	7,663
EEPPM	1,799	2,032	2,215	1,235	7,280
TRANSELCA	0	1,861	1,667	908	4,436
TCE S.A.S. E.S.P.	1,647	973	1,084	624	4,328
CELSIA COLOMBIA	777	878	875	475	3,004
OTROS (8)	1,480	699	744	415	3,338
TOTAL	27,114	30,637	30,432	17,257	105,441

Tabla 3. Montos en Millones COP por los acreedores por cargos del STN de acuerdo con el mes de vencimiento

ACREEDORES LAC		oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	TOTAL
Empresa beneficiaria OR						
CELSIA COLOMBIA-EPSD	796	1,649	1,549	1,739		5,733
ELEC NORTE SAS ESP-NORD	623	1,290	1,212	1,374		4,499
OTROS (27)	242	496	477	374		1,590
TOTAL	1,662	3,435	3,238	3,487		11,822

Tabla 4. Montos en Millones COP por los acreedores por cargos OR de acuerdo con el mes de vencimiento

De acuerdo con la información anterior, podemos ver que el mecanismo en el primer tramo financió a los comercializadores en montos 46.000 y 71.000 millones de pesos mensuales.

Tramo 2

En la ilustración 4, de acuerdo con información suministrada por XM, se tienen los valores totales por los cuales se acogieron los comercializadores con saldos acumulados pendientes y generación que nos supera el 1% de la capacidad instalada del SIN.

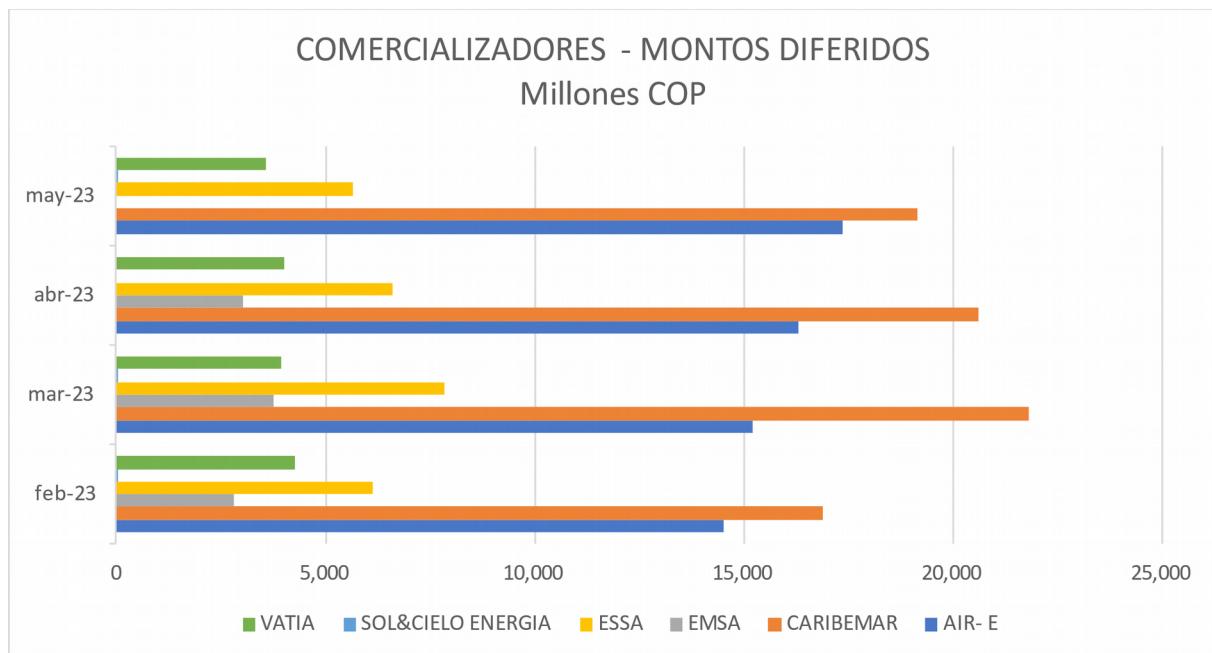


Ilustración 4. Montos totales diferidos por los comercializadores de acuerdo con mes de vencimiento

En lo que respecta a los valores en millones de pesos por los montos en ASIC y LAC en la tabla 1 se tienen las cifras por comercializador, en donde se muestra que la financiación llegó a valores cercanos de 190,000 Millones de pesos.

COMERCIALIZADOR - MONTOS DIFERIDOS Millones COP					
Agente	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	TOTAL
AIR- E	14,505	15,191	16,311	17,366	63,373
CARIBEMAR	16,884	21,787	20,595	19,153	78,419
EMSA	2,801	3,752	3,013	-	9,566
ESSA	6,113	7,825	6,586	5,659	26,184
SOL&CIELO ENERGIA	8	21	-	13	42
VATIA	4,249	3,951	3,996	3,566	15,762
TOTAL	44,560	52,527	50,501	45,758	193,346

Tabla 5. Montos en Millones COP por ASIC y LAC para los comercializadores de acuerdo con el mes de vencimiento

En lo que respecta a las liquidaciones del MEM, los datos por acreedores se tienen las cifras en la tabla 2, en donde se identifica que en total se llegó a cerca de 110,000 Millones de pesos.

ACREEDORES SIC							
Agente	Código Agente	feb-23	mar-23	abr-23	may-23		TOTAL
TEBSA S.A. (E.S.P.)	TBSG	4,601	8,013	7,848	8,222		28,684
ISAGEN	ISGG	4,711	6,783	4,357	2,648		18,499
EEPMM	EPMG	3,758	4,938	2,824	1,587		13,108
CELSIA COLOMBIA	EPSG	2,934	2,469	2,022	402		7,827
TERMOFLORES	TMFG	1,973	2,243	3,893	3,140		11,249
TERMONORTE	TMNG	1,368	1,480	1,697	1,675		6,220
TERMOCANDELARIA	TCIG	1,227	1,326	1,828	1,744		6,124
OTROS (70)		3,402	4,940	3,947	5,443		17,732
TOTAL		23,975	32,192	28,416	24,859		109,442

Tabla 6. Montos en Millones COP por los acreedores del MEM de acuerdo con el mes de vencimiento

En lo que respecta a las liquidaciones por cargos por uso, los datos por acreedores se tienen las cifras en las tablas 7 y 8, para transportadores y operadores de red respectivamente, la cifras llegaron a cerca de 84,000 Millones de pesos.

ACREEDORES LAC							
Empresa beneficiaria STN	Código Agente	feb-23	mar-23	abr-23	may-23		TOTAL
INTERCOLOMBIA	ITCT	8,847	8,790	9,307	8,951		35,896
GEB SA ESP	EEBT	3,776	3,863	4,007	3,886		15,532
EEPMM	EPMT	1,223	1,221	1,287	1,237		4,967
TRANSELCA	TRST	925	912	982	943		3,763
ISA.	ISAT	896	905	926	893		3,621
TCE S.A.S. E.S.P.	TCET	606	612	626	604		2,448
OTROS (11)		885	851	896	862		3,493
TOTAL		17,157	17,154	18,031	17,376		69,719

Tabla 7. Montos en Millones COP por los acreedores por cargos del STN de acuerdo con el mes de vencimiento

ACREDORES LAC						
Empresa beneficiaria OR	Código Agente	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	TOTAL
CELSIA COLOMBIA-EPSD	EPSD	1,647	1,525	1,947	1,688	6,808
ELECNORTE SAS ESP-NORD	NORD	1,289	1,194	1,524	1,327	5,334
OTROS (25)		492	461	582	507	2,042
TOTAL		3,427	3,181	4,054	3,522	14,184

Tabla 8. Montos en Millones COP por los acreedores por cargos OR de acuerdo con el mes de vencimiento

De acuerdo con la información anterior, podemos ver que el mecanismo en el primer tramo financió a los comercializadores en montos 45.000 y 53.000 millones de pesos mensuales.

Tramos 1 y 2

Los resultados consolidados de los tramos 1 y 2 se presentan en las siguientes tablas:

En lo que respecta a los valores en millones de pesos por los montos en ASIC y LAC en la tabla 9 se tienen las cifras por comercializador, en donde se muestra que la financiación llegó a valores cercanos de 434,000 Millones de pesos.

COMERCIALIZADOR - MONTOS DIFERIDOS Millones COP			
Agente	TRAMO 1	TRAMO 2	TOTAL
AIR-E	49,009	63,373	112,382
CARIBEMAR	49,619	78,419	128,038
CELSIA COLOMBIA	17,124		17,124
CETSA(TULUA)	567		567
E.M.S.A. E.S.P.	7,777	9,566	17,343
EEP	1,081		1,081
ENEL	84,770		84,770
ESSA(SANTANDER)	21,826	26,184	48,010
SOL&CIELO ENERGIA		42	42
VATIA S.A.	8,498	15,762	24,259
TOTAL	240,272	193,346	433,618

Tabla 9. Montos en Millones COP por los acreedores del MEM de acuerdo con el mes de vencimiento

En lo que respecta a las liquidaciones del MEM, los datos por acreedores se tienen las cifras en la tabla 2, en donde se identifica que en total se llegó a cerca de 232,000 Millones de pesos.

ACREDORES SIC			
Agente	TRAMO 1	TRAMO 2	TOTAL
TEBSA S.A. (E.S.P.)	36,892	28,684	65,575
EEPPM	20,841	13,108	33,948
TERMOFLORES	13,707	11,249	24,956
TERMONORTE	7,301	6,220	13,521
TERMOCANDELARIA -	6,193	6,124	12,317
CELSIA COLOMBIA	7,243	7,827	15,070
GECELCA S.A. E.S.P	3,288		3,288
TERMOVALLE	3,052		3,052
PROELECTRICA	2,687		2,687
TERMOEMCALI	2,579		2,579
ISAGEN	10,420	18,499	28,918
AES COLOMBIA	2,758		2,758
OTROS (36)	5,738	17,732	23,470
TOTAL	122,699	109,442	232,142

Tabla 10. Montos en Millones COP por los acreedores del MEM de acuerdo con el mes de vencimiento

En lo que respecta a las liquidaciones por cargos por uso, los datos por acreedores se tienen las cifras en las tablas 11 y 12, para transportadores y operadores de red respectivamente, la cifras llegaron a cerca de 84,000 Millones de pesos.

ACREDORES LAC			
Empresa beneficiaria STN	TRAMO 1	TRAMO 2	TOTAL
INTERCOLOMBIA	54,270	35,896	90,166
GEB SA ESP	21,121	15,532	36,653
ISA.	7,663	3,621	11,283
EEPPM	7,280	4,967	12,247
TRANSELCA	4,436	3,763	8,199
TCE S.A.S. E.S.P.	4,328	2,448	6,776
CELSIA COLOMBIA	3,004		3,004
OTROS (8)	3,338	3,493	6,831
TOTAL	105,441	69,719	175,160

Tabla 11. Montos en Millones COP por los acreedores por cargos del STN de acuerdo con el mes de vencimiento

ACREEDORES LAC			
Empresa beneficiaria OR	TRAMO 1	TRAMO 2	TOTAL
CELSIA COLOMBIA-EPSD	5,733	6,808	12,541
ELECNORTE SAS ESP-NORD	4,499	5,334	9,833
OTROS (27)	1,590	2,042	3,632
TOTAL	11,822	14,184	26,006

Tabla 12. Montos en Millones COP por los acreedores por cargos OR de acuerdo con el mes de vencimiento

3 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Como parte de las medidas para mitigar los impactos del COVID-19, mediante la Resolución CREG 058 de 2020 se estableció que todos los comercializadores deberían aplicar la opción tarifaria definida en la Resolución CREG 012 de 2020 a los usuarios de su mercado. De esta manera, los comercializadores desde el año 2020 comenzaron a trasladar a los usuarios un Costo Unitario de Prestación del Servicio menor al calculado con la Resolución CREG 119 de 2007, generando un saldo a favor del comercializador.

Sin embargo, el tema de los saldos acumulados de los comercializadores sigue persistiendo en algunos comercializadores¹, a pesar de que los incrementos tarifarios se lograron mitigar con las medidas tomadas con la Resoluciones CREG 101 027, CREG 101 028 y CREG 101 029 de 2022, para lograr renegociar contratos de suministro, ajustar los cargos uso de redes y diferir un porcentaje de las cuentas frente al Administrador de Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC). Además de que se definieron medidas para optimizar los costos de las restricciones.

Así las cosas, se ha identificado que algunos comercializadores continúan con una capacidad limitada para cubrir los pagos que se tienen frente a los agentes generadores, transmisores y distribuidores, por lo que se ha identificado que sería conveniente extender nuevamente las medidas de alivio para diferir las cuentas frente a dichos agentes y no generar problemas de pago en el mercado mayorista. Esto en tanto se desarrollan otras soluciones de largo plazo en estudio por parte de la Comisión a los problemas de liquidez de algunos comercializadores.

4 OBJETIVOS

Se busca extender un alivio a la caja de la comercializadores mientras se disminuyen las presiones que se tienen por el pago las compras en bolsa y el pago de los servicios de redes.

1 Por ejemplo, para la empresa Air-E informa que ha financiado a los usuarios un valor superior a 1 billón de pesos.

5 ALTERNATIVAS

Las alternativas planteadas son las siguientes.

5.1 No extender más el mecanismo

Mantener la reglamentación vigente, no permite contribuir en la solución de los problemas que han identificado en el numeral 3, sobre la identificación del problema. Por el contrario, puede conllevar a que los problemas financieros de algunas empresas del sector se profundicen y generen problemas de pago en el MEM.

5.2 Ampliar la aplicación del mecanismo

Para la ampliación del diferimiento previsto en el mecanismo, mantiene el principio de que el monto a diferir sea el mismo que se tiene previsto en la Resolución 101 029 de 2022, es decir hasta el 20% de las transacciones en el MEM y 20% de las cuentas por cargos por uso de redes, y manteniendo el esquema de garantías por los créditos según lo señalado en la citada norma, se proponen ampliar el mecanismo en las mismas condiciones pero focalizándolo a aquellos comercializadores que no disponen de capacidad de generación propio, mayor al 1% de la capacidad instalada del SIN. Esquemáticamente el tercer tramo propuesto se presenta en la ilustración 4.

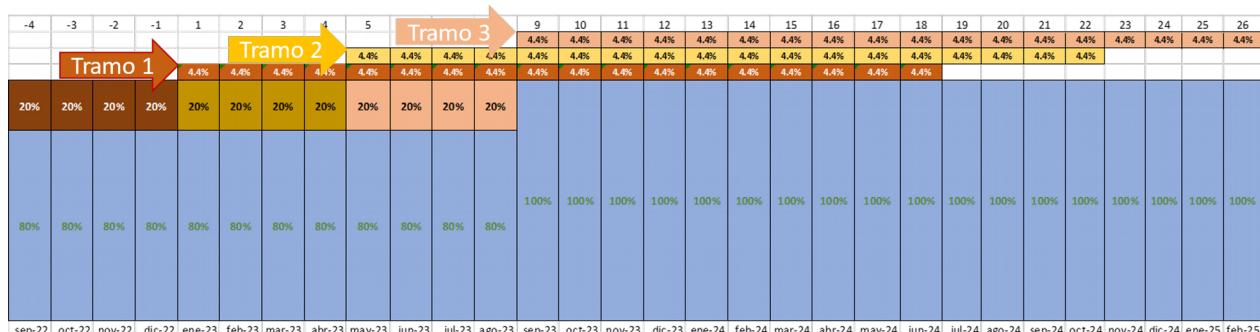


Ilustración 5. Ampliación esquema de diferimiento para incluir el tramo 3

En este caso mecanismo de financiación es para los meses de mayo a agosto de 2023 y los pagos se harán de septiembre de 2023 a febrero de 2025. Con estos tres tramos a partir de septiembre de 2023, el comercializador que se acoja al mecanismo tendrá que pagar cerca de 13.2% adicional a su pago mensual.

6 ANALISIS DE IMPACTO

En cuanto al impacto sobre cada uno de los agentes del mercado: comercializadores, distribuidores, transportadores y generadores se espera que las cifras mensuales se mantengan en el mismo orden de las presentadas en el numeral 2. Sin embargo, dada la incertidumbre de la condición seca que se presente podría haber tendencia a incrementarse.

En cuanto al ASIC y LAC se mantienen los procedimientos implementados con motivo de la expedición de la Resolución CREG 101 029 de 2022.

7 CONSULTA PÚBLICA

Teniendo en cuenta la conveniencia para el sistema de extender nuevamente la opción de diferir los pagos por transacciones en el MEM y pago de los cargos por uso de redes para los comercializadores con saldos acumulados, definida en las Resoluciones CREG 101 029 de 2022 y CREG 101 005 de 2023, hasta agosto de 2023, se recomienda que el proyecto de resolución que contiene la citada extensión se publique para consulta de los agentes y terceros interesados.

8 CONCLUSIONES

Con relación a los saldos acumulados de los comercializadores, sigue persistiendo en algunos comercializadores una capacidad limitada para cubrir los pagos que se tienen frente a los agentes generadores, transmisores y distribuidores, a pesar de que con los incrementos tarifarios se lograron mitigar con las medidas tomadas con la Resoluciones CREG 101 027, CREG 101 028 y CREG 101 029 de 2022, para cambiar los indexadores para el ajuste de algunos componentes del costo unitario, disminuir los costos por restricciones y lograr renegociar contratos de suministro de energía.

En este orden de ideas, se ha identificado que sería conveniente extender nuevamente y focalizar las medidas tomadas en la Resoluciones CREG 101 029 de 2022 y CREG 101 005 de 2023, para aquellos comercializadores con saldos pendientes que no tengan una capacidad instalada de generación que supere el 1% de la capacidad del SIN, para diferir las cuentas frente a dichos agentes hasta un 20% reconociendo los intereses respectivos.

Así las cosas, se ha identificado que es conveniente extender las medidas de diferimiento para cubrir hasta agosto de 2023, fecha en la cual se cumpliría un tramo adicional con las mismas características los 2 tramos anteriormente aplicados, y mientras se concretan otras soluciones de largo plazo al problema de liquidez de algunos comercializadores.