

Adenda N°2 Informe Técnico
Estudio Costo de Falla de Corta y Larga
Duración SEN y SSMM

Junio 2023

ÍNDICE

1	Introducción	3
2	Análisis del Informe Técnico de Costo de Falla	5
2.1	Fórmulas de indexación	5
2.2	Fuentes de información para la indexación	6
3	Propuesta para la determinación del Cargo de Energía utilizado en la indexación de los Costos de Falla	7
3.1	Información de consumos de energía por tramo	7
3.2	Propuesta	9
4	Conclusiones.....	10

1 Introducción

De conformidad a lo establecido en el artículo 25° del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, modificado por el Decreto Supremo N° 68, de 26 de junio de 2015, del mismo Ministerio, en adelante “Reglamento de Precios de Nudo”, para determinar la operación óptima de cada sistema eléctrico, la Comisión Nacional de Energía (“CNE” o “Comisión”) deberá utilizar, en cada proceso tarifario, los valores representativos del costo en que incurre cada sistema ante diferentes niveles de déficit de suministro, los que se denominarán costos de falla esperados.

A efectos de determinar dichos niveles de déficit, y su valor económico, el artículo 26° del mismo instrumento dispone que la Comisión deberá realizar, a más tardar cada cuatro años, Estudios de Costo de Falla de larga y corta duración para los sistemas eléctricos respectivos, con el objetivo de recoger los cambios que experimenten los principales factores de costos que componen dichos niveles de déficit. Dichos estudios deberán considerar el análisis del comportamiento ante situaciones de déficit de clientes industriales de diferentes tamaños, actividad económica, ubicación geográfica, y otros aspectos; y, en cuanto a los clientes comerciales y residenciales, la metodología de análisis podrá emplear herramientas o algoritmos matemáticos que representen de manera consistente y armónica la forma cómo estos consumidores se ven afectados al no contar con suministro eléctrico.

En cumplimiento con lo expuesto en los párrafos precedentes, en julio de 2021, la Comisión publicó la Resolución Exenta N°234/2021, que Aprueba Informe Técnico Final “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, de 21 de julio de 2021, en adelante, el “Informe Técnico de Costo de Falla” o el “Informe”. Posteriormente, el 19 de abril de 2023, la Comisión publicó la Resolución Exenta N°153/2023, que Aprueba Adenda Informe Técnico “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, en que se definen los valores de costos de falla para el Sistema Mediano de Puerto Cisnes.

Por otra parte, con fecha 12 de abril de 2023, se publicó en el Diario Oficial el Decreto 16T de 2022 del Ministerio de Energía, que Fija precios de nudo promedio en el Sistema Eléctrico Nacional, de acuerdo al artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos. En el numeral 6 del artículo primero del referido decreto, se establecen tres niveles de cargos de energía para clientes dependiendo del nivel de consumo promedio mensual de éstos:

- Precio preferente para consumos pequeños: Para clientes cuyo consumo sea igual o inferior a 350 kWh promedio mensual.
- Precio preferente para consumos medianos: Para clientes cuyo consumo sea superior a 350 kWh promedio mensual e igual o inferior a 500 kWh promedio mensual.

- Precio de estabilización: Para clientes cuyo consumo sea superior a 500 kWh promedio mensual.

En la elaboración del Informe Técnico de Costo de Falla, los antecedentes de esta distinción de cargos de energía por nivel de consumo no se consideraron, ya que el decreto tarifario vigente a la fecha de publicación del Informe solo definía un cargo de energía por cada tarifa, independiente del nivel de consumo. Esto incide en el procedimiento para la indexación semestral de los resultados, que requiere identificar un valor único de cargo por energía en cada comuna y mes, para las tarifas BT1a y AT4.3.

De esta manera, y considerando que el artículo 27° del Reglamento de Precio de Nudo dispone que la Comisión podrá elaborar o encargar un nuevo estudio de costo de falla, en tanto existan razones fundadas para ello, es que la Comisión, en virtud de las razones expuestas en el párrafo anterior, ha elaborado la presente adenda al Informe, la que tiene por objetivo modificar el procedimiento para la aplicación de las fórmulas de indexación, a fin de recoger el efecto que implica contar con tres niveles de cargos de energía para cada tarifa.

Adicionalmente, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 27° antes citado, en base a los resultados del Estudio, la Comisión deberá representar en, al menos tres niveles de profundidad y costos asociados, el comportamiento de cada sistema ante situaciones de déficit, los cuales deberán estar incluidos en un Informe Técnico que deberá ser publicado en el sitio web institucional y notificado a los interesados, a efectos de que éstos realicen observaciones. La Comisión deberá dar respuesta a las observaciones recibidas y definir los nuevos valores de costo de falla.

En la sección 2 del presente informe, se realizará un análisis de los resultados del Informe Técnico de Costo de Falla, en particular a lo que se refiere con la utilización de los cargos de energía que enfrentan los clientes regulados en la indexación de los costos de falla. En la sección 3, se revisarán los antecedentes y consideraciones para determinar los cargos de energía que se utilizarán en las indexaciones. Finalmente, en la sección 4 se expondrán las principales conclusiones de la presente adenda.

2 Análisis del Informe Técnico de Costo de Falla

En las secciones contenidas en el presente capítulo se realizará un análisis de los antecedentes y resultados contenidos en el Informe Técnico de Costo de Falla.

2.1 Fórmulas de indexación

El artículo 29° del Reglamento de Precio de Nudo establece que, dentro del período de cuatro años en que esté vigente el Estudio de Costos de Falla, deberán actualizarse dichos costos mediante fórmulas que den cuenta del cambio en el valor de sus principales componentes.

En la sección 10.1 del Informe Técnico de Costo de Falla, se indica que la indexación se fundamenta en la variación de la tarifa, para lo cual se consideran las componentes de cargos de energía y transmisión de las tarifas BT1a y AT4.3 de las empresas de distribución que operan en las capitales de cada una de las regiones del Sistema Eléctrico Nacional y en los sistemas medianos de Aysén, Magallanes, Hornopirén y Cochamó. Asimismo, para el sistema mediano de Puerto Cisnes se utilizan las fórmulas de indexación del sistema mediano representativo SSMM2, que agrupa a los sistemas de Aysén, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, según lo establecido en la Resolución Exenta N°153/2023.

De este modo, la estrategia de indexación definida considera el uso de las variables que se presentan en la Tabla 1:

Tabla 1: Variables de indexación de los sectores residencial y no residenciales regulados.

Indexador	BT1	AT4.3
Cargo por energía en la comuna i en el mes t	$CER_{i,t}$	$CEC_{i,t}$
Cargo por transmisión en la comuna i en el mes t	$CTR_{i,t}$	$CTC_{i,t}$
Costo total en comuna i en el mes t	$CR_{i,t} = CER_{i,t} + CTR_{i,t}$	$CC_{i,t} = CEC_{i,t} + CTC_{i,t}$
Participación de región i en consumo regional en el SEN	α_i	β_i

Fuente: Informe Técnico de Costo de Falla.

Así, las fórmulas de indexación en el SEN para los sectores residencial y no residencial regulados según lo establecido en el Informe Técnico de Costo de Falla, se presentan a continuación:

$$IR = \frac{\sum_i \alpha_i \cdot CR_{i,t}}{\sum_i \alpha_i \cdot CR_{i,0}}$$

$$IC = \frac{\sum_i \beta_i \cdot CC_{i,t}}{\sum_i \beta_i \cdot CC_{i,0}}$$

Para el caso de los sistemas medianos, no se ponderan los valores por el consumo regional y sólo se consideran los cargos por energía, de modo que las fórmulas de indexación para los sectores residencial y comercial son, respectivamente, las siguientes:

$$IR = \frac{CER_{i,t}}{CER_{i,0}}$$

$$IC = \frac{CEC_{i,t}}{CEC_{i,0}}$$

De este modo, se observa que la estructura de las fórmulas de indexación considera sólo un valor para el Cargo de Energía de las tarifas BT1a $CER_{i,t}$ y AT4.3 $CEC_{i,t}$, para las comunas revisadas que pertenecen al SEN y a los Sistemas Medianos de Aysén, Magallanes, Hornopirén y Cochamó.

2.2 Fuentes de información para la indexación

Según lo establecido en la sección 10.1 del Informe Técnico de Costos de Falla, las fuentes de información para la indexación corresponden a las referencias de páginas web de cada distribuidora, donde publican las tarifas vigentes en los pliegos tarifarios mensuales. En la siguiente tabla, se muestran las fuentes de información por cada comuna de interés, considerando la distribuidora correspondiente a dicha ubicación. En particular, para estos efectos se utilizan sólo los valores de las tarifas BT1a y AT4.3, en línea con lo indicado en la sección anterior.

Tabla 2. Fuentes de información para la indexación de sectores residencial y clientes regulados no residenciales

Región/SSMM	Ciudad	Empresa	Página web
Arica y Parinacota	Arica	Emelari	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/
Tarapacá	Iquique	Eliqsa	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/
Antofagasta	Antofagasta	Elecda	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/
Atacama	Copiapó	Emelat	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/
Coquimbo	Coquimbo	Conafe	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/
Valparaíso	Valparaíso	Chilquinta	https://www.chilquinta.cl/valor-tarifas

Región/SSMM	Ciudad	Empresa	Página web
Metropolitana	Santiago	Enel Distribución	https://www.enel.cl/es/clientes/informacion-util/tarifas-y-reglamentos/tarifas.html
O'Higgins	Rancagua	CGE Distribución	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/
El Maule	Talca	CGE Distribución	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/
Biobío	Concepción	CGE Distribución	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/
Araucanía	Temuco	CGE Distribución	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/
Los Ríos	Valdivia	SAESA	https://www.gruposaes.cl/saes/tarifas-vigentes
Los Lagos	Puerto Montt	SAESA	https://www.gruposaes.cl/saes/tarifas-vigentes
Aysén	Coyhaique	Edelaysén	https://www.gruposaes.cl/edelaysen/tarifas-vigentes
Magallanes	Punta Arenas	Edelmag	http://www.edelmag.cl/informacion-comercial/tarifas-y-opciones-tarifarias/tarifas-de-suministros/
Cochamó y Hornopirén	Hualaihué	SAESA	https://www.gruposaes.cl/saes/tarifas-vigentes

Fuente: Informe Técnico de Costo de Falla.

A partir de la publicación del Decreto 16T, las empresas distribuidoras publican tres pliegos tarifarios, cada uno de los cuales presenta una estructura de tarifas BT1a y AT4.3 distinta. Así, ahora se publican tres valores para el Cargo por Energía y un valor de Cargo por Transmisión, para ambas tarifas. De este modo, para mantener la estructura de las fórmulas de indexación, se requiere definir una metodología que permita determinar un solo valor para el Cargo por Energía para tarifa BT1a y un solo valor para el Cargo por Energía para tarifa AT4.3.

3 Propuesta para la determinación del Cargo de Energía utilizado en la indexación de los Costos de Falla

3.1 Información de consumos de energía por tramo

A partir de la información de la facturación real de energía por tipo de tarifa, por comuna y por nivel de consumo, para el año 2022, entregado por las empresas distribuidoras a la Superintendencia de

Electricidad y Combustibles¹, se obtienen los siguientes totales agregados por tramo para las comunas de interés para los clientes que tienen tarifas BT1a y AT4.3.

Tabla 3. Consumo de energía 2022 para clientes sujetos a tarifas BT1a y AT4.3 por tramo de consumo

Comuna	Consumo 2022 – Clientes BT1a (kWh)			Consumo 2022 – Clientes AT4.3 (kWh)		
	T1	T2	T3	T1	T2	T3
Arica	102.244.898	16.435.352	50.986.192	23.416	12.736	32.444.988
Iquique	90.703.752	18.444.699	52.676.501	5.685	9.145	24.471.058
Antofagasta	178.284.895	38.641.053	89.101.872	4.888	3.897	66.979.153
Copiapó	73.249.468	10.943.556	32.320.965	35.241	24.454	36.693.623
Coquimbo	122.334.813	17.804.069	49.744.268	33.202	27.035	53.945.305
Santiago	199.360.098	39.552.254	131.136.460	2.309	400	73.496.018
Valparaíso	149.937.984	23.671.800	61.624.267	2.222	7.325	47.542.373
Rancagua	138.115.908	24.876.768	62.988.070	22.439	17.836	45.705.295
Talca	128.122.746	25.270.008	66.711.849	16.926	14.571	57.242.103
Concepción	143.827.918	32.118.900	61.638.058	941	13.475	27.859.312
Temuco	164.728.843	32.456.692	67.157.595	11.084	22.585	52.154.128
Valdivia	86.719.387	20.117.756	50.023.445	10.113	9.148	39.808.380
Puerto Montt	115.569.201	29.207.343	72.807.802	20.074	18.433	89.218.680
Coyhaique	27.584.845	6.968.464	21.208.742	11.085	8.332	17.948.604
Punta Arenas	77.776.816	13.841.913	26.133.433	3.498	5.972	79.308.526
Hualaihué	3.783.219	924.125	2.708.510	628	-	3.897.040

En la tabla anterior, T1 corresponde a los clientes cuyo consumo es igual o inferior a 350 kWh promedio mensual; T2 corresponde a los clientes cuyo consumo es mayor a 350 kWh y menor o igual a 500 kWh promedio mensual; y T3 corresponde a los clientes cuyo consumo es mayor a 500 kWh promedio mensual.

La Tabla 4 presenta los niveles de consumo por tramo en términos porcentuales para las tarifas BT1a y AT4.3, en todas las comunas de interés.

¹ Informado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles a la Comisión Nacional de Energía mediante Oficio Ordinario N°166962, del 12 de abril de 2023.

Tabla 4. Porcentaje de consumo por tramo en 2022 sobre el total de energía para clientes sujetos a tarifa BT1a y AT4.3²

Comuna	% 2022 – Clientes BT1a			% 2022 – Clientes AT4.3		
	m_{T1}	m_{T2}	m_{T3}	n_{T1}	n_{T2}	n_{T3}
Arica	60,262%	9,687%	30,051%	0,072%	0,039%	99,889%
Iquique	56,051%	11,398%	32,552%	0,023%	0,037%	99,939%
Antofagasta	58,258%	12,627%	29,116%	0,007%	0,006%	99,987%
Copiapó	62,868%	9,392%	27,740%	0,096%	0,067%	99,838%
Coquimbo	64,426%	9,376%	26,197%	0,061%	0,050%	99,888%
Santiago	53,874%	10,688%	35,438%	0,003%	0,001%	99,996%
Valparaíso	63,740%	10,063%	26,197%	0,005%	0,015%	99,980%
Rancagua	61,118%	11,008%	27,873%	0,049%	0,039%	99,912%
Talca	58,210%	11,481%	30,309%	0,030%	0,025%	99,945%
Concepción	60,537%	13,519%	25,944%	0,003%	0,048%	99,948%
Temuco	62,316%	12,278%	25,405%	0,021%	0,043%	99,935%
Valdivia	55,284%	12,825%	31,890%	0,025%	0,023%	99,952%
Puerto Montt	53,115%	13,423%	33,462%	0,022%	0,021%	99,957%
Coyhaique	49,469%	12,497%	38,034%	0,062%	0,046%	99,892%
Punta Arenas	66,051%	11,755%	22,194%	0,004%	0,008%	99,988%
Hualaihué	51,015%	12,461%	36,523%	0,016%	0,000%	99,984%

3.2 Propuesta

A partir de una revisión de los antecedentes y metodologías sobre la indexación presentados en el Informe Técnico de Costos de Falla, y teniendo en consideración que la ejecución del siguiente estudio de determinación de costos de falla se encuentra programado para iniciar su desarrollo en el año 2024, se recomienda utilizar transitoriamente las prorratas señaladas en la Tabla 4, hasta la realización de un nuevo estudio, para determinar un valor único de cargo de energía para tarifas BT1a y AT4.3. De esta manera, se busca dar continuidad a los procesos semestrales de indexación de costos de falla de corta y larga duración.

Lo indicado en el párrafo anterior, no implica modificar los costos de falla del Informe Técnico de Costo de Falla ni tampoco las fórmulas de indexación, lo que deberá ser analizado en su conjunto en el siguiente estudio cuatrienal de determinación de costos de falla. Conforme a lo expuesto, el

² Diferencias a nivel de decimales se deben a aproximaciones por redondeo.

presente informe se limita a definir una metodología para determinar los valores $CER_{i,t}$ y $CEC_{i,t}$ definidos en la Tabla 1.

A continuación, se presenta la fórmula que permitirá calcular los valores $CER_{i,t}$ y $CEC_{i,t}$ utilizados en cada indexación semestral.

$$CER_{i,t} = m_{i,T1} \cdot CER_{i,t,T1} + m_{i,T2} \cdot CER_{i,t,T2} + m_{i,T3} \cdot CER_{i,t,T3}$$

$$CEC_{i,t} = n_{i,T1} \cdot CEC_{i,t,T1} + n_{i,T2} \cdot CEC_{i,t,T2} + n_{i,T3} \cdot CEC_{i,t,T3}$$

Donde los factores $m_{i,Tj}$ y $n_{i,Tj}$ para cada comuna i y tramo j se definen en la Tabla 4, mientras que los cargos por energía para tarifa BT1a para comuna i y tramo j $CER_{i,t,Tj}$ y los cargos por energía para tarifa AT4.3 para comuna i y tramo j $CEC_{i,t,Tj}$ se obtienen de los pliegos tarifarios publicados por las empresas distribuidoras, según lo señalado en la Tabla 2.

4 Conclusiones

Conforme a lo expuesto en los capítulos anteriores, se concluye que, al momento de realizarse la indexación semestral de los costos de falla de corta y larga duración, se debe utilizar de forma transitoria la metodología planteada en la presente adenda para determinar el Cargo por Energía de clientes sujetos a las tarifas BT1a y AT4.3, en cada comuna de interés.