

REF.: Aprueba Informe Técnico Preliminar “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SMMM”, de noviembre 2025.

SANTIAGO, 26 de noviembre de 2025

RESOLUCIÓN EXENTA N°735

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en el artículo 9º letra h) del D.L. N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante “Comisión”, modificado por Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo señalado en el D.F.L. N° 4/20.018 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1 de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores, en particular aquellas introducidas por la Ley N° 20.936, en adelante e indistintamente “Ley”;
- c) Lo dispuesto en la Ley N° 19.880, que establece bases de los procedimientos administrativos que rigen los actos de los órganos de la administración del Estado, en adelante e indistintamente “Ley N° 19.880”;
- d) Lo indicado en el Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento para la fijación de precios de nudo, en adelante e indistintamente “Reglamento de Precios de Nudo” o “D.S. N° 86”;
- e) Resolución Exenta N° 355, de fecha 11 de julio de 2024, que Llama a licitación pública y aprueba Bases Administrativas, Técnicas y Anexos, para la contratación del estudio denominado “Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, en adelante, “Resolución N°355 de 2024”;
- f) La Resolución Exenta CNE N°477, de 6 de septiembre de 2024, que aprobó el acta de evaluación, anexo pauta de evaluación y adjudicó la licitación ID 610-23-LP24 para la contratación del estudio denominado “Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, en adelante, “Resolución N°477 de 2024”;

- g) La Resolución Exenta Nº 566 de la Comisión, de fecha 24 de octubre de 2024, que aprobó el Convenio de prestación de servicios con Unión Temporal de Proveedores conformada por Synex Ingenieros Consultores Ltda, Estudios Energéticos Consultores S.A e Ipsos (chile) SpA, en adelante, conjuntamente, “Unión Temporal de Proveedores”;
- h) El Informe Final del Estudio “Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SMMM”, desarrollado por Unión Temporal de Proveedores, recibido por esta Comisión con fecha 22 de octubre de 2025, en adelante “Informe Final”;
- i) Lo dispuesto en el Decreto Exento RA Nº 166, de 23 de julio de 2024, del Ministerio de Energía, que establece orden de subrogancia del cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y
- j) Lo señalado en la Resolución Nº 36, de 2024, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- 1) Que, de acuerdo con el artículo 162º de la Ley, corresponde a la Comisión realizar el cálculo de los precios de nudo de energía y potencia definidos en el citado artículo;
- 2) Que, el Reglamento de Precios de Nudo establece, en el Capítulo 2 del Título II, los antecedentes del proceso de fijación de precios de nudo de corto plazo, definiendo, en el párrafo 6 de dicho capítulo, el procedimiento y metodología para la determinación de los costos de falla y racionamiento, los cuales constituyen uno de los insumos necesarios para los cálculos tarifarios;
- 3) Que, en concordancia con ello, el artículo 25º del D.S. Nº 86 dispone que, para determinar la operación óptima de cada sistema eléctrico, la Comisión deberá utilizar en cada proceso tarifario valores representativos del costo en que incurre cada sistema ante diferentes niveles de déficit de suministro los que se denominarán costos de falla esperado, en adelante, “Costo de Falla”;
- 4) Que, conforme a lo señalado en el artículo 26º del D.S. Nº 86, para determinar los niveles de déficit señalados en el considerando anterior y su valor económico, la Comisión

realizará, a más tardar cada cuatro años, Estudios de Costo de Falla de larga y corta duración para los sistemas eléctricos respectivos, en adelante “Estudio”, con el objetivo de recoger los cambios que experimenten los principales factores de costo que componen dichos niveles de déficit;

- 5) Que, en cumplimiento de lo dispuesto en los considerandos anteriores, mediante Resolución N°355 de 2024, la Comisión realizó un llamado a licitación pública para el desarrollo del Estudio, el que fue adjudicado mediante Resolución N°477 de 2024;
- 6) Que, mediante Resolución CNE N°566, de 2024, la Comisión aprobó el convenio para el desarrollo del Estudio con la Unión Temporal de Proveedores, quien hizo entrega de un Informe Final conforme a lo dispuesto en la Ley, el Reglamento de Precios de Nudo y las respectivas bases de licitación;
- 7) Que, en virtud de lo dispuesto en el artículo 28º del D.S. N° 86, la Comisión notificará a los interesados y publicará en su sitio web un Informe Técnico Preliminar basado en los resultados del Estudio, con el objeto de que las empresas de generación, transmisión, concesionarias de servicio público de distribución y clientes libres, actualmente interconectados a los sistemas eléctricos correspondientes, puedan presentar sus observaciones; y
- 8) Que, en virtud de lo señalado en los considerandos anteriores, y conforme al mérito del informe ya singularizado en el numeral 6) precedente, corresponde a esta Comisión aprobar el Informe Técnico Preliminar basado en el Estudio, según se establece en la parte resolutiva de este acto.

RESUELVO:

Artículo Primero: Apruébase el Informe Técnico Preliminar “Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SMMM”, de noviembre de 2025, cuyo contenido íntegro se señala a continuación:

Informe Técnico Preliminar
**“Estudio Costo de Falla de Corta y Larga
Duración SEN y SSMM”**

Elaborado a partir del contenido del estudio elaborado por la Unión
Temporal de Proveedores conformado por Synex Ingenieros
Consultores, Estudios Energéticos Consultores, del Grupo Mercados
Energéticos e IPSOS Chile

Noviembre 2025

Contenidos

1	INTRODUCCIÓN.....	8
2	ANTECEDENTES Y CONSIDERACIONES INICIALES.....	10
2.1	Definición de Costo de Falla de Corta, Larga Duración y Costo de Racionamiento.....	11
2.2	Efecto del Costo de Falla en las Decisiones de Desarrollo, Operación y Comercialización	12
3	ANÁLISIS CONCEPTUAL.....	13
3.1	El Concepto de Costo de Falla.....	13
3.2	Factores determinantes del Costo de Falla	14
3.3	Clasificación de los CENS.....	15
3.3.1	Origen	15
3.3.2	Afectación.....	16
3.3.3	Duración	16
3.4	El nivel de confiabilidad óptimo.....	17
3.5	Estrategia de Gestión de la falla	19
3.6	Metodología general de estimación del CENS.....	21
3.6.1	Métodos indirectos	21
3.6.2	Métodos directos	32
3.6.3	Evaluación del método	34
3.7	Antecedentes Internacionales	41
3.7.1	Unión Europea.....	41
3.7.2	Brasil	45
3.7.3	Colombia.....	48
3.7.4	Resultados comparación Internacional.....	55
3.7.5	Consideraciones de la Experiencia Internacional.....	55
4	PROPIUESTA METODOLÓGICA.....	57
4.1	Clientes libres - SEN	57
4.1.1	Procedimiento de estimación del CFLD por Método Directo	59
4.1.2	Procedimiento de estimación del CFCD	60
4.2	Cientes Regulados - SEN.....	60

4.2.1	Procedimiento de estimación del CFLD por Método Indirecto.....	61
4.2.2	Procedimiento de estimación del CFCD por Método Indirecto	61
4.3	Cientes SSMM	62
5	METODOLOGÍA DE OBTENCIÓN DE INFORMACIÓN MÉTODOS INDIRECTOS.....	64
5.1	Método de la curva de demanda (variación equivalente y variación compensatoria)	64
5.1.1	Elasticidades	64
5.1.2	Variables de gestión comercial.....	65
5.1.3	PIB per cápita.....	65
5.2	Teoría del intercambio trabajo-ocio (Sector Residencial)	65
5.2.1	Ingresa medio mensual de los trabajadores:	65
5.2.2	Demanda residencial de energía por usuario.	66
5.3	Metodología del Valor Agregado perdido del Sector Productivo (Sectores Comercio e Industria)	
	66	
5.3.1	PIB sectorial	66
5.3.2	Consumo de electricidad.....	66
5.3.3	Elasticidad ingreso de la demanda de energía eléctrica	66
5.3.4	Índice de electrificación.....	67
5.4	Estimación mediante los Costos de Respaldo (Sectores Comercio e Industria)...	67
5.4.1	Costo de adquisición de los equipos	67
5.4.2	Costos de Operación y Mantenimiento (O&M)	67
5.4.3	Costo del diésel	68
5.5	Resumen de las metodologías para la estimación del CENS	68
6	LEVANTAMIENTO DE DATOS A TRAVÉS DE MÉTODO DIRECTO.....	70
6.1	Universo de Clientes Libres.....	70
6.2	Universo y Marco Muestral	72
6.3	Tamaño y distribución de la Muestra realizada.....	73
6.4	Ponderación de los datos y validez de la muestra obtenida	74
6.5	Proceso de aplicación de la encuesta y soportes tecnológicos	76
6.6	Gestión del Trabajo de Campo y Desafíos en la Tasa de Respuesta.....	77
7	HERRAMIENTA DE CÁLCULO DEL COSTO DE FALLA.....	79
7.1	Aplicación de métodos indirectos.....	79
7.1.1	Estimación mediante la Teoría del Intercambio Trabajo-Ocio (Sector Residencial)	79

7.1.2	Estimación mediante el Valor Agregado Perdido (Sectores Comercio e Industria)	82
7.1.3	Estimación mediante la Curva de Demanda (Sector Residencial).....	88
7.1.4	Estimación mediante los Costos de Respaldo (Sectores Comercio e Industria)	94
7.2	Aplicación de métodos directos.....	95
7.2.1	Costo de Falla de Larga Duración por Método Directo	96
7.2.2	Costo de Falla de Corta Duración por Método Directo.....	105
7.3	Resultados Informe Técnico Final Estudio Costos de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SMM	108
7.3.1	Costo de Falla de corta duración.....	108
7.3.2	Costo de Falla de larga duración	110
8	MECANISMO DE INDEXACIÓN	112
8.1	Metodología de Indexación Propuesta.....	112
8.1.1	Categoría Residencial.	112
8.1.2	Categoría comercial y otros.....	112
8.1.3	Categorías Industrial y Minería.	113
8.1.4	Fórmula de indexación	113
8.2	Desarrollo para ajuste automático de Costo de Falla.....	115
9	ANEXO I – CÁLCULO DE ELASTICIDADES POR EL MODELO DE AJUSTE PARCIAL	118
10	ANEXO II – RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN	120
11	ANEXO III: RESPECTO DE LA REPRESENTATIVIDAD	121
12	ANEXO IV: HERRAMIENTA DE CÁLCULO DE COSTO DE FALLA.....	122
12.1	Estructura Interna de la Herramienta.....	122
12.2	Lógica de funcionamiento de la herramienta	122
12.3	Descripción del modelo de cálculo del CENS	123
12.3.1	Módulo Insumos.....	123
12.3.2	Módulo Cómputos.....	124
12.3.3	Módulo Resultados.....	125
13	ANEXO V: CUESTIONARIO UTILIZADO Y FLUJO DE PREGUNTAS.....	126
14	ANEXO VI: LISTADO EMPRESAS ENCUESTADAS.....	134
15	BIBLIOGRAFÍA.....	136

FIGURAS Y TABLAS

Figura 1 - Optimización de los costos de producción y energía no suministrada.....	18
Figura 2 - CENS Método de la función de demanda.....	29
Figura 3 - Esquema de racionamiento por categoría de usuarios.....	49
Figura 4 - Evolución del Costo de Racionamiento Operativo en Pesos Colombianos por kWh.....	50
Figura 5 - Resultados Meta-análisis.....	91
Figura 6 - Cuantificación del ajuste en tarifas por categoría de clientes	93
Figura 7 - Coeficiente de Ajuste del CENS	116
Figura 8 - Coeficiente de Conversión del CENS (promedio año – fin año)	117
Figura 9 - Cuestionario utilizado.....	127

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 - Criterios de comparación para metodologías	34
Tabla 2 - Comparación entre diferentes métodos para estimar el CENS.....	35
Tabla 3 - Matriz de ventajas y desventajas para diferentes enfoques metodológicos.....	37
Tabla 4 - Naturaleza de la metodología de <i>VoLL</i> propuesta para diferentes aplicaciones regulatorias....	43
Tabla 5 - CENS por país (€/kWh)	44
Tabla 6 - Costo de energía no suministrada por categoría de usuario y por zona (R\$/kWh)	48
Tabla 7 - Valores de Referencia CENS (USD/kWh) 2023	55
Tabla 8 - Diseño conceptual del cuestionario	57
Tabla 9 - Metodologías propuestas para aproximar el costo de la energía no suministrada	68
Tabla 10 - Universo y Marco Muestral (kWh)	71
Tabla 11 - Universo y Marco Muestral (kWh)	72
Tabla 12 - Tamaño y distribución de la Muestra realizada	74
Tabla 13 - Total de Retiros MWh.....	74
Tabla 14 - Ajuste al salario medio en función de la relación ocupados/viviendas ocupadas	80
Tabla 15 - Demanda Media – 2023	80
Tabla 16 - Normalización uso del tiempo.....	81
Tabla 17 - CENS Intercambio Trabajo-Ocio	82
Tabla 18 - PIB sectorial por SEN y SSMM	83
Tabla 19 - Resumen de elasticidades precio e ingreso.....	84

Tabla 20 - Índice de Electrificación (2017)	86
Tabla 21 - CENS Comercial e Industrial (Valor Agregado Perdido Nacional).....	86
Tabla 22 - CENS SEN Método del Valor Agregado (Regional)	87
Tabla 23 - CENS SSMM Método del Valor Agregado (Regional)	87
Tabla 24 - CENS para cada SSMM Método del Valor Agregado (Regional)	87
Tabla 25 - Resultados estimación econométrica de elasticidades.....	90
Tabla 26 - Coeficientes elasticidad precio e ingreso	92
Tabla 27 - Información utilizada para estimar el CENS utilizando la curva de demanda (2023)	93
Tabla 28 - CENS Sector residencial – Curva de Demanda 2023 [USD/MWh].....	93
Tabla 29 - CENS Sector comercial – Curva de Demanda 2023 [USD/MWh]	94
Tabla 30 - Costos fijos de Unidades Generadoras [USD].....	94
Tabla 31 - Rendimiento de los equipos de respaldo	95
Tabla 32 - CENS Sectores Productivos – Costos de respaldo 2023 [USD/MWh].....	95
Tabla 33 - Características Generales de los Usuarios Encuestados.....	95
Tabla 34 - Disposición a Utilizar Equipos de Autogeneración de Respaldo (Nuevos o Existentes).....	96
Tabla 35 - Factor de Reducción de Consumos no Esenciales.....	97
Tabla 36 - Costo Medio de Autogeneración.....	98
Tabla 37 - Costo Adicional de Larga Duración por Autogeneración.....	99
Tabla 38 - Pérdida de Producción o Disposición a Invertir en Estrategias Adicionales (en %)	100
Tabla 39 - Pérdida de Producción o Disposición a Invertir en Estrategias Adicionales (en CLP/kWh)	101
Tabla 40 - Estimación del CFLD para el Sistema Eléctrico Nacional por Método Directo en CLP	101
Tabla 41 - Estimación del CFLD para el Sistema Eléctrico Nacional por Método Directo en USD	102
Tabla 42 - Peso de la Autogeneración como medida ante racionamiento programado	103
Tabla 43 - Matriz de Ponderadores	104
Tabla 44 - CFLD Ponderado por Duración y Profundidad de Racionamiento	104
Tabla 45 - Participación del Sector en los Retiros de Energía	104
Tabla 46 - CFLD Ponderado por Retiros	104
Tabla 47 - Efecto de una Interrupción Intempestiva del Servicio	105
Tabla 48 - Estimación del Costo de Falla de Corta Duración.....	106
Tabla 49 - Estimación del CFCD por Método Directo	107
Tabla 50 - Frecuencia de Fallas por Duración, año 2023.....	107
Tabla 51 - CFCD por Sector.....	108

Tabla 52 - Resumen Resultados CENS Corta Duración en USD/MWh	108
Tabla 53 - Retiros de Energía por segmento y sector	109
Tabla 54 - Costos de falla de corta duración para cada sistema eléctrico en USD/kWh.	109
Tabla 55 - Costos de falla de corta duración para diferentes niveles de interrupción en USD/kWh.....	109
Tabla 56 - Resumen Resultados CENS Larga Duración.....	110
Tabla 57 - Costos de falla de larga duración para el SEN y SSMM	110
Tabla 58 - Factor de Escalón de Racionamiento	110
Tabla 59 - Costos de falla de larga duración por nivel de profundidad y para 1, 2 y 10 meses de racionamiento, en USD/MWh.....	111
Tabla 60 - Costos de Falla de Larga Duración representativos por profundidad (USD/MWh)	111
Tabla 61 – Ponderadores para fórmula de indexación.	115
Tabla 62 – Listado empresas encuestadas	134

1 INTRODUCCIÓN

De conformidad con lo establecido en el artículo 162 del D.F.L. N° 4/20.018 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1 de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones (en adelante, “Ley” o “LGSE”), corresponde a la Comisión Nacional de Energía calcular los precios de nudo de energía y potencia.

En tal marco legal, y conforme 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 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 falla esperados. Dichos valores constituyen insumos técnicos esenciales para el cumplimiento de la función tarifaria que la LGSE asigna a esta Comisión Nacional de Energía (en adelante, “Comisión” o “CNE”).

A efectos de determinar los referidos niveles déficit, el artículo 26° del mismo reglamento 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 de lo dispuesto en el párrafo anterior, la Comisión realizó un llamado a licitación pública¹, adjudicó² y celebró un convenio de prestación de servicios para la elaboración del Estudio “Costo de Falla de Corta y Larga duración SEN y SSMM”³, en adelante, “Estudio”, con la Unión Temporal de Proveedores conformado por las firmas Synex Ingenieros Ltda., Estudios Energéticos Consultores S.A., del Grupo Mercados Energéticos (GME), e IPSOS (Chile) SpA, quien entregó el Informe Final del mismo con fecha 22 octubre de 2025.

De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 27° del Reglamento de Precios de Nudo, en base a los resultados del Estudio, la Comisión deberá representar, en al menos tres niveles de profundidad y costos asociados,

¹ Mediante Resolución Exenta N° 355, de fecha 11 de julio de 2024, que Llama a licitación pública y aprueba Bases Administrativas, Técnicas y Anexos, para la contratación del estudio denominado “Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”.

² Mediante Resolución Exenta CNE N°477, de 6 de septiembre de 2024, que aprobó el acta de evaluación, anexo pauta de evaluación y adjudicó la licitación ID 610-23-LP24 para la contratación del estudio denominado “Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”;

³ Mediante Resolución Exenta N° 566, de fecha 24 de octubre de 2024, que Aprueba Convenio de Prestación de Servicios entre la Comisión Nacional de Energía y Unión Temporal de Proveedores conformada por SYNEX INGENIEROS CONSULTORES LTDA, ESTUDIOS ENERGÉTICOS CONSULTORES S.A. e IPSOS (CHILE) SpA.

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, los que serán aplicados en el proceso tarifario inmediatamente siguiente.

Atendidos los antecedentes señalados, a continuación, se expone el Informe Técnico Preliminar “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, en adelante “Informe Técnico”, realizado por esta Comisión con base al Informe Final del Estudio entregado por la Unión Temporal de Proveedores, y que, en lo pertinente, reproduce los resultados y análisis presentados en el referido Informe Final.

2 ANTECEDENTES Y CONSIDERACIONES INICIALES

El concepto de *costo de falla*, parámetro base del diseño regulatorio que se ha aplicado en Chile desde su introducción a principios de la década de 1980, se trata del costo derivado de una falla intempestiva o producto de una interrupción de servicio programada. Este concepto se basa en considerar el costo de oportunidad de los consumidores asociado a no disponer de energía desde el sistema eléctrico a corto, mediano, o largo plazo. Considerando lo anterior, el costo de falla influye -cuando no lo determina- en el valor económico que puede asignarse eficientemente a los servicios eléctricos otorgados por los diferentes agentes del sector, siendo uno de los parámetros esenciales sobre los cuales descansa el nivel de los precios y/o costo de los servicios prestados con la infraestructura eléctrica.

De esta forma, el costo de falla se transforma en un parámetro imprescindible para la planificación de la infraestructura eléctrica si se busca un desarrollo eficiente de la misma, y en un condicionante relevante en la determinación del nivel tarifario, se trate de segmentos competitivos o monopólicos. Asimismo, el costo de falla opera correctamente como *driver* de costo para dimensionar compensaciones a usuarios por efecto de fallas o interrupciones del servicio eléctrico en tanto su nivel da cuenta directamente del perjuicio ocasionado a estos consumidores.

Todos estos conceptos han estado presentes en la regulación chilena, y lo han estado desde los inicios de su aplicación en el país. En efecto, la primera versión de la Ley General de Servicios Eléctricos, aprobada mediante el DFL N°1, de septiembre de 1982, y a propósito del cálculo de precios de nudo que debía efectuar semestralmente la Comisión Nacional de Energía (CNE), ya señalaba⁴:

“ARTICULO 99°

Para cada fijación semestral, los precios de nudo se calcularán de la siguiente forma:

1.- Sobre la base de una previsión de demandas de potencia de punta y energía del sistema eléctrico para los siguientes diez años, y considerando las instalaciones existentes y en construcción, se determina el programa de obras de generación y transmisión que minimiza el costo total actualizado de abastecimiento, correspondiente a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamientos durante el período de estudio; [...]

2.-[...] por costo de racionamiento se entiende el costo por kilowatthora incurrido, en promedio, por los usuarios al no disponer de energía, y tener que generarla con generadores de emergencia, si así conviniera. Este costo de racionamiento se calculará como valor único y será representativo de los déficits más frecuentes que pueden presentarse en el sistema eléctrico.”.

⁴ Este precio de nudo, asimilable hoy en día al denominado *precio de nudo de corto plazo* (PNCP), se aplicaba entonces como precio de energía al 100% de los consumos regulados, correspondientes en la época al de los usuarios finales con capacidad conectada inferior a 2000 kW.

2.1 Definición de Costo de Falla de Corta, Larga Duración y Costo de Racionamiento

En concordancia con lo anterior, si bien la LGSE no define expresamente el *costo de falla*, una definición adecuada se encuentra en el artículo 162, que señala:

“Por costo de racionamiento se entiende el costo por kilowatthora incurrido, en promedio, por los usuarios al no disponer de energía, y tener que generarla con generadores de emergencia, si así conviniera. Este costo de racionamiento se calculará como valor único y será representativo de los déficits más frecuentes que pueden presentarse en el sistema eléctrico.”

La norma transcrita define correctamente el concepto económico correspondiente al costo de falla de larga duración, si bien lo asigna a la denominación “costo de racionamiento”. En la segunda parte, dicha norma establece que dicho costo de racionamiento se calculará como un valor promedio y único, pues la LGSE utiliza este parámetro, así calculado, para determinar el costo unitario de compensaciones que deben efectuarse a los usuarios en caso de aplicarse el racionamiento a que se refiere el artículo 163° de la misma Ley. En todo caso, la equivalencia conceptual entre el *costo de falla* de larga duración, como lo entendemos en este informe, con el *costo de racionamiento* referido, queda de manifiesto en el referido artículo 163 cuando, refiriéndose al racionamiento programado, el texto señala:

“Las transferencias de energía que se produzcan entre las empresas sujetas a coordinación, resultantes de la dictación de un decreto de racionamiento, también se valorizarán al costo marginal instantáneo aplicable a las transacciones de energía en el sistema, el que en horas de racionamiento equivale al costo de falla.”

Así, resulta evidente que la definición del artículo 162 de la LGSE, dado el contexto en que se utiliza y su vinculación con el artículo 163, da cuenta del costo de falla de larga duración.

El costo de falla de corta duración, por su parte, se encuentra normativamente definido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).

En consecuencia, es posible sintetizar ambos conceptos, para efectos del presente informe, mediante las siguientes definiciones:

- **Costo de Falla de Larga Duración:** Costo por kilowatthora incurrido, en promedio, por los usuarios al no disponer de energía en caso de un racionamiento anunciado⁵, y tener que generarla con generadores de emergencia, si así conviniera.
- **Costo de Falla de Corta Duración:** Costo por kilowatthora en el que, en promedio, incurren los consumidores finales al verse interrumpido su abastecimiento eléctrico en forma súbita y sin previo aviso. Dicho costo varía según el tipo de cliente o consumidor afectado, la duración de la interrupción del suministro y la profundidad de la interrupción.

⁵ Un racionamiento establecido por un decreto, y respecto del cual, entonces, el usuario puede adoptar medidas para mitigar sus efectos.

2.2 Efecto del Costo de Falla en las Decisiones de Desarrollo, Operación y Comercialización

El costo de falla se constituye en un parámetro base del diseño regulatorio que enmarca el funcionamiento del sector eléctrico en Chile. Sus efectos, directos o indirectos, se describen a continuación:

a) Efecto en la programación de la operación de la infraestructura de generación y transmisión

El costo de falla de larga duración se utiliza para la programación centralizada de la operación del parque generador, lo que ha sido especialmente relevante en un contexto de producción hidrotérmica, y en la parte en que el recurso es gestionable. Asimismo, es igualmente relevante en un ambiente de alta penetración de ERV con sistemas de almacenamiento.

b) Efecto en las decisiones de desarrollo de la producción de energía

En un ambiente de desarrollo descentralizado de las decisiones de producción, los agentes desarrollan sus proyectos observando las señales de precio, en particular, los precios *spot* esperados en el mercado de corto plazo. En situaciones de escases relativa de la oferta de generación prevista, el precio puede adoptar el valor del costo de falla con mayor probabilidad, lo que incentiva la entrada de nuevos agentes. Esto es particularmente relevante cuando hay perspectivas de racionamiento, al atraer la instalación de turbinas a gas.

c) Efecto en las decisiones de comercialización de energía

En el contexto de libertad en las decisiones de comercialización, el agente que estudie la suscripción de un contrato de suministro de mediano a largo plazo⁶ evaluará los escenarios en que el costo marginal de retiro se sitúe en niveles altos o de costo de falla, traspasando este costo esperado al precio del contrato, o incluso, dependiendo de la tecnología de generación que respalde el contrato, no suscribiéndolo.

d) Efecto en la planificación de la transmisión

El Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (DS N°37/2019, del Ministerio de Energía), indica que la Comisión deberá considerar, en especial, para efectuar la planificación de la transmisión, entre otros, los costos de falla de larga y corta duración.

e) Efecto en determinación de compensaciones a usuarios regulados en caso de racionamiento

Finalmente, y conforme al artículo 163 de la LGSE, el costo de falla de larga duración, denominado en este caso costo de racionamiento, se utiliza para el cálculo del costo unitario a compensar a los clientes regulados en caso de racionamiento efectivo.

⁶ Hoy en día es habitual referirse a los contratos con clientes libres o distribuidoras como un contrato PPA (*Power Purchase Agreement*).

3 ANÁLISIS CONCEPTUAL

3.1 El Concepto de Costo de Falla

La conceptualización del Costo de Falla puede ser abordada desde diferentes perspectivas, un enfoque ingenieril o técnico, y un enfoque económico, los cuales se definen a continuación:

- **Enfoque Ingenieril:** desde este enfoque, cabe destacar que, históricamente, los sistemas de generación, transmisión y distribución se planificaban con base a criterios técnicos propios y exclusivos de la ingeniería, tomando en cuenta aspectos tales como la probabilidad de pérdida de carga, márgenes de reserva y contingencias de falla.
- **Enfoque Económico:** el enfoque ingenieril no toma en cuenta el valor económico que los usuarios asignan a la energía que reciben de la red y/o a la confiabilidad del sistema para proveerla. En este contexto, el enfoque económico busca diferentes maneras de valorizar los efectos que las interrupciones del suministro potencialmente generan en los agentes económicos.

Cabe destacar que, desde el punto de vista de los usuarios, es posible encontrar amplias diferencias entre sus preferencias con respecto al precio y la confiabilidad del servicio. En un extremo se encuentran aquellos usuarios que son altamente dependientes del servicio, para los cuales el mismo reviste de una importancia significativa, por lo tanto, este grupo de usuarios posiblemente esté dispuesto a pagar un precio alto para asegurar que la continuidad del servicio sea elevada. Por otra parte, existe una gran cantidad de usuarios con necesidades menos exigentes, y menor dependencia, que estarán dispuestos a aceptar interrupciones o una menor calidad del servicio a cambio de una tarifa más económica.

La importancia de considerar la dimensión económica en el análisis radica en que, si la planificación del sistema sólo atiende criterios “eléctricos”, resulta difícil establecer objetivos adecuados para la confiabilidad del servicio, pudiendo dar lugar a inversiones ineficientes desde el punto de vista económico. Esta situación resalta la importancia de definir el “Nivel Óptimo de Confiabilidad” como elemento central de la planificación eficiente del sistema, es decir, que el nivel de confiabilidad del servicio ofrecido a los usuarios se debería corresponder con el valor económico que los mismos requieren o desean. Este valor económico del servicio se puede medir a través de los *costos de falla* o interrupción.

El concepto de costo de falla (CF) o costo de energía no suministrada (CENS) se utiliza en la literatura especializada para definir y agrupar, de forma genérica, los costos económicos que pueden afectar a la sociedad en su conjunto cuando el suministro de electricidad no puede ser realizado conforme lo requiere la demanda.

No existe un concepto análogo en el mercado de *commodities*. En estos mercados, cuando la oferta es insuficiente para abastecer la demanda, se produce un aumento de precio lo que a su vez produce un ajuste en las cantidades demandadas, de manera tal que aquellos consumidores con menor utilidad o con mayor excedente dejarán el mercado. Este mecanismo es eficiente en cuanto se minimiza la reducción del excedente total, conocida como pérdida de peso muerto o “*dead weight loss*”.

El servicio eléctrico tiene características particulares que hace que el uso del concepto de costo de falla sustituya al análisis microeconómico clásico de equilibrio entre oferta y demanda de mercado, por las siguientes razones:

- Imposibilidad de almacenamiento suficiente de energía⁷: Si se produce una interrupción del servicio eléctrico de corto plazo, como su uso generalmente no puede ser diferido, entonces se afecta la calidad del sistema.
- Inelasticidad de la demanda en el corto plazo: La señal de precio resulta insuficiente para restablecer el equilibrio entre la demanda y la oferta.
- Inexistencia de Mercado Secundario: No existe un mercado donde puedan negociarse potenciales interrupciones del servicio.
- Imposibilidad de determinar con certeza cuánto valora la sociedad la seguridad del servicio: Esta información no se puede determinar porque la demanda participa en el mercado de manera pasiva. Por lo tanto, es necesario estimar cuál es el valor de la energía no suministrada. El costo de falla es la solución que se utiliza para valorizar las consecuencias de no tener energía eléctrica por parte de distintos usuarios.

3.2 Factores determinantes del Costo de Falla

Según la literatura internacional⁸ existen diversos factores que influyen sobre el Costo de Falla, esas variables son las que se listan a continuación:

- **Tipo de consumidor afectado:** Ante interrupciones de similar magnitud ocurridas en el mismo momento, las distintas clases de usuarios experimentarán costos eventualmente muy diferentes, siendo los usuarios más inelásticos y dependientes los que tienen mayores costos.
- **Nivel de confiabilidad percibido:** Cuanto más alto sea el nivel de confiabilidad percibido por los usuarios, éstos estarán menos dispuestos a tomar medidas preventivas (equipo de respaldo) y por lo tanto mayor será el daño causado por la interrupción.
- **Momento en el que se interrumpe el servicio:** La estación, el día de la semana y la hora del día en el que se corta la electricidad determina el tipo de actividad que se interrumpe. de esta forma, puede haber horarios en que, para ciertos usuarios, las interrupciones no generen costo alguno o tengan un costo muy bajo, este es el caso, por ejemplo, de hogares durante la madrugada o usuarios industriales fuera del horario de producción.
- **Duración del corte:** Algunos daños (por ejemplo, la pérdida de archivos de computación) son inmediatos y no dependen de cuan larga sea la interrupción, mientras otros (por ejemplo, la pérdida de horas de trabajo) son proporcionales a la duración. En consumos residenciales, a medida que se prolonga el corte se incrementa el perjuicio. En cambio, en algunos procesos industriales, se asigna mucho valor a interrupciones de muy corta duración, ya que esto les

⁷ Esta situación es marcadamente diferente del caso del agua potable y del gas, en el que el primero cuenta con una reserva domiciliaria que le aporta flexibilidad por un período determinado (24 horas.), en tanto que en el segundo existen energéticos sustitutos como el GLP, leña, electricidad, entre otros.

⁸ (Nooij, 2007), (Ajodhia, 2002), entre otros.

significa tener que reiniciar el proceso productivo con pérdidas significativas de insumos y productividad.

- **Preaviso:** Los cortes intempestivos (no programados) no permiten que los consumidores modifiquen sus hábitos de consumo y, por lo tanto, sus costos son en general elevados. Los cortes programados, dado que se anuncian, permiten un grado importante de reprogramación de las actividades normales de los consumidores y, por lo tanto, sus costos son inferiores a los racionamientos intempestivos.
- **Magnitud del corte:** Existe un impacto muy diferente si el corte es total o abarca sólo una parte del suministro del usuario, o si abarca un área reducida o una parte importante del sistema.
- **Frecuencia de las interrupciones:** Paradójicamente, cortes poco frecuentes en general ocasionan costos muy superiores que cortes frecuentes, esto porque los cortes frecuentes obligan a los consumidores a internalizar los mismos y, por lo tanto, tomar las precauciones que estén a su alcance.

Dentro de la literatura económica existen dos grandes familias de enfoques para la determinación del CENS, los cuales se diferencian, en primera instancia, por la fuente de información utilizada; métodos indirectos y métodos directos. Mientras que los cálculos a través de métodos indirectos utilizan datos agregados, generalmente provenientes de fuentes secundarias de información o registro propios de las empresas del sistema, los métodos directos están asociados a la idea de realización de encuestas o entrevistas a usuarios con el fin de indagar directamente sobre los efectos económicos y no económicos vinculados a fallas en el servicio eléctrico, estos se profundizan en la sección 3.6.

3.3 Clasificación de los CENS

Dependiendo de la dimensión considerada existen distintas clasificaciones del CENS.

3.3.1 Origen

Los costos económicos que pueden afectar a la sociedad en su conjunto cuando no está disponible el suministro de electricidad dependen de si se trata de un déficit de “capacidad” o de “energía”.

- **Déficit de capacidad:** ocurre cuando la capacidad instalada disponible es insuficiente para cubrir la demanda en un instante determinado. Este tipo de déficit es, en general, de corta duración, y sin previo aviso, por lo que su costo es elevado ya que no es posible discriminar el tipo de consumo afectado por la falla. Los costos asociados a este tipo de déficit también son llamados como “costos de interrupción”.
- **Déficit de energía:** es una situación en que la cantidad de energía que sería adquirida en promedio, durante un cierto período de tiempo, supera la energía disponible en ese mismo período. Este déficit suele ocurrir cuando no hay suficiente combustible disponible o cuando el caudal afluente a centrales hidroeléctricas es insuficiente. Estos episodios son de larga duración y son precedidos

de avisos previos a la población. Los costos asociados a este tipo de déficit también son llamados como “costos de déficit”.

La respuesta del sistema eléctrico frente a una falla en el suministro o en la calidad depende del tipo de falla, como así también de la estrategia utilizada para mitigar dichos déficits. El impacto para los consumidores puede ir desde una caída en la calidad del servicio (por ejemplo, una reducción del voltaje) o directamente una interrupción en el servicio.

Un déficit de capacidad en el sector de generación puede ser gestionado ya sea a través de interrupciones de suministro, o bien reduciendo los niveles de reserva operativos del sistema. Los costos de un déficit de energía, a su vez, pueden ser gestionados por una elevación de los precios *spot*, que inciden en la oferta de medios de generación de reserva, reducciones del consumo, compensaciones a los usuarios por reducción de consumo y, finalmente, por interrupciones de suministro, aunque este último tipo de mecanismo es notoriamente ineficiente. Dentro del espectro de estrategias posibles, los mayores costos corresponden a los racionamientos proporcionales a la carga y los menores a los que toman en cuenta el valor marginal para los usuarios⁹.

3.3.2 Afectación

Con respecto a la afectación, la literatura distingue entre los costos directos, e indirectos.

- **Costos Directos:** son aquellos costos que tiene el usuario debido a que su actividad productiva normal o su consumo directo son interrumpidos (pérdida de producción, pérdida de bienestar, reanudación del proceso productivo, deterioro, entre otros).
- **Costos Indirectos:** son aquéllos en que incurren los usuarios cuando, dadas sus expectativas sobre los niveles de confiabilidad, deben adaptarse a patrones que son más costosos o menos eficientes, pero también menos susceptibles a las interrupciones del servicio (compra de equipos de emergencia, generadores de respaldo, entre otros).

Los costos totales son, entonces, la suma de los costos directos e indirectos.

3.3.3 Duración

Se puede distinguir entre costos de falla de corta duración (CFCD) y costos de falla de larga duración (CFLD).

- **Costo de falla de corta duración (CFCD):** representa el costo unitario -por unidad no servida o bien por tiempo de interrupción- en que incurre un usuario por la falla intempestiva -sin preaviso- del bien o servicio que está recibiendo, normalmente a través de una red pública de suministro, en circunstancia que dicho bien o servicio es esencial y por su condición de tal se efectúa con un elevado grado de confiabilidad. El costo en estas circunstancias depende de la condición particular

⁹ Un esquema de racionamiento eficiente es aquel que consigue reducir el suministro en mayor medida a aquellos usuarios que menos valoran el servicio o que tienen posibilidades de sustitución. Este es un concepto equivalente a los precios Ramsey.

en que se encuentre el usuario, pero, en general, para el conjunto de los usuarios interrumpidos el costo asociado es muy elevado.

- **Costo de falla de larga duración (CFLD):** representa usualmente el costo unitario en que incurre un usuario por la indisponibilidad *preanunciada* del bien o servicio que está recibiendo. El costo en que se incurre en estas circunstancias, si bien puede ser elevado, es muy inferior al CFCD. Ello por cuanto el usuario y el proveedor pueden prepararse para esta circunstancia, adaptando sus actividades, sustituyendo el bien o servicio interrumpido por un sustituto o bien proveyéndolo a través de un medio alternativo de reserva.

En el caso particular del sector eléctrico, la consideración del CFCD y del CFLD tiene una importante incidencia en el diseño de los sistemas eléctricos, en su operación y, eventualmente, como en Chile, en el sistema de precios asociado. Ello es válido tanto a nivel de generación, transporte y distribución. El concepto de CFLD puede asociarse directamente al costo de falla de energía mencionado anteriormente. Otro ejemplo de interés es el caso del sistema de Banderas Tarifarias de Brasil que consiste en incrementos y ajustes en los precios de la energía, en función de las condiciones y costos de generación eléctrica, particularmente las asociadas al nivel de reserva hídrica.

3.4 El nivel de confiabilidad óptimo

La aplicación del costo de falla en el diseño y operación de sistemas eléctricos fue desarrollada en diversos países, particularmente en Francia a partir de la década del sesenta. Diversos especialistas formalizaron la idea de considerar el nivel de confiabilidad como una variable cuyo valor debe ser optimizado en el proceso de planificación (Munasinghe, 1979). De esta forma, el objetivo regulatorio es armonizar los incentivos de ganancia de las empresas con la eficiencia económica y con las preferencias de los usuarios en términos de confiabilidad y calidad.

Desde una perspectiva puramente técnica, el nivel de confiabilidad del sistema a considerar debería ser total, es decir, 100% de confiabilidad. Sin embargo, al incorporar los costos asociados a dicho nivel de confiabilidad y las interrupciones razonables del sistema, se evidencia un *trade-off* entre los niveles de confiabilidad y el costo de reducir las fallas.

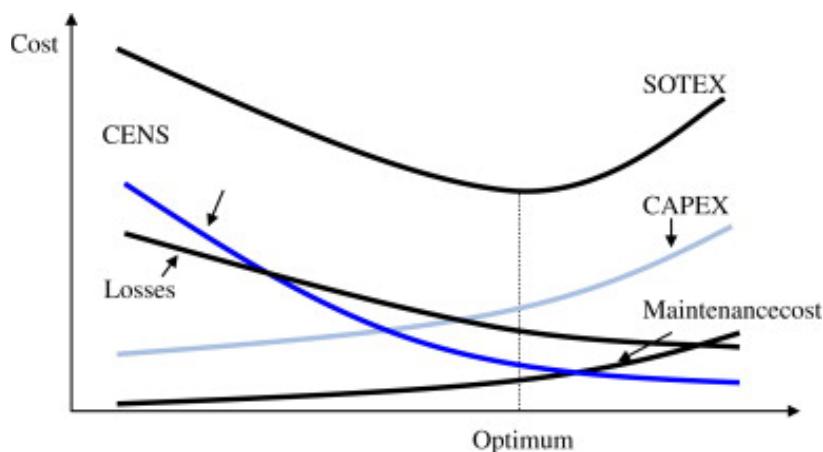
En el óptimo se debería comparar el incremento marginal en la confiabilidad del sistema con el costo incremental de conseguir dicho nivel de confiabilidad.

Desde el punto de vista del operador de la red, la provisión del servicio para un cierto nivel dado de confiabilidad/calidad “c” tiene un costo, tanto en la forma de costos de capital (CAPEX) como en costos de operación y mantenimiento (OPEX). La confiabilidad de la red está asociada principalmente a los costos de capital, es decir, al tipo de red instalado, ya que el diseño y robustez de la infraestructura determinan el número esperado de interrupciones durante un cierto período de tiempo. Por su parte, la calidad del servicio incluye, además de la confiabilidad de la red, los tiempos de respuestas para restituir el servicio una vez que éste ha sido interrumpido, lo que involucra tanto CAPEX y OPEX, esto es, costos totales

(TOTEX). De este modo, los costos totales son función directamente proporcional al nivel de calidad requerido del servicio. Adicionalmente, y conforme al principio de rendimientos decrecientes, las mejoras marginales serán cada vez más costosas cuando el nivel de calidad de servicio aumenta.

Por otra parte, los beneficios de los usuarios también se incrementan (o bajan los costos asociados a una calidad pobre del servicio) cuando el nivel de calidad es más alto, esto se refleja en una curva de CENS con pendiente negativa en función del nivel de calidad y confiabilidad¹⁰.

Figura 1 - Optimización de los costos de producción y energía no suministrada



Fuente: (Growitsch y otros, 2010) Fig.1, pág. 2538

Desde una perspectiva social, que considere la optimización conjunta de los beneficios de usuarios y de empresas proveedoras del servicio, el nivel de calidad óptimo se encuentra en el punto donde el beneficio marginal de los usuarios asociado a un incremento en la calidad iguala el costo marginal de ofrecerlo. Es decir, el nivel óptimo de calidad del servicio, desde el punto de vista regulatorio, corresponde al mínimo de una función de *costos sociales totales* (SOTEX), que incorpora tanto los costos de la empresa suministradora para proveer calidad del servicio (OPEX + CAPEX) como los costos experimentados por los usuarios debido a una mala calidad del servicio (CENS).

Esta función de costos, que refleja una optimización conjunta de la oferta y la demanda a través del *trade-off* entre Costo de Racionamiento y TOTEX, es la función de costos sociales totales (SOTEX) de la provisión del servicio. Así, los operadores de la red sólo incrementarán la calidad del servicio en la medida que ello conduzca a una reducción en los SOTEX o, lo que es equivalente, hasta el punto en que el costo marginal de proveer mayor calidad iguale la reducción en el costo de racionamiento por parte de los usuarios.

Estas consideraciones económicas implican la necesidad de distinguir cuidadosamente entre una estrategia orientada a obtener el máximo nivel de calidad del servicio o mínimo TOTEX, que constituyen únicamente optimizaciones unilaterales, ya sea desde el punto de vista de los consumidores o de los operadores de la red, respectivamente, y el nivel socialmente óptimo para el conjunto de esos agentes, que representa el punto en el cual la oferta y la demanda se encuentran coordinadas.

¹⁰ A niveles bajos de confiabilidad corresponden altos valores de energía no suministrada y por ende altos costos de dicha energía.

El nivel de calidad óptimo define un costo de equilibrio (entre demanda y oferta de calidad), que se corresponde con la tarifa que remunera el servicio recibido. En otras palabras, lo que un planificador de red debe pretender no es necesariamente tener una oferta completamente ininterrumpible (100% segura), cuyo costo sería prohibitivo, sino que lo que puede y debe alcanzar es el punto donde se igualan los costos marginales de la oferta y la demanda de confiabilidad.

El trabajo de (Munasinghe, 1979) consideró el desarrollo de la planificación de sistemas eléctricos basado en el criterio de determinar el nivel óptimo de confiabilidad, y estableciendo un plan de expansión de largo plazo óptimo que produzca el máximo beneficio social neto. Este criterio requiere determinar tanto los costos del sistema (oferta) como el CENS (demanda).

No obstante lo anterior, y dado que la optimización descrita constituye el contexto económico en que el costo de falla adquiere su principal función -representar una señal de planificación y operación eficiente de la infraestructura eléctrica-, el presente informe se centra en sólo una de los términos de la función objetivo: la determinación del costo de falla -o el costo de la energía no suministrada debido a interrupciones en el servicio (el lado de la demanda) y no el valor de los recursos de infraestructura (CAPEX) y de operación (OPEX) que deben ser incorporados en la planificación del uso de los recursos para mitigar eficientemente los efectos económicos de una falla (lado de la oferta).

Aun así, en un contexto de agentes racionales, el concepto de optimalidad queda implícito en los costos que enfrentan los clientes -particularmente los clientes libres- cuando han dispuesto de equipamiento - incurriendo en el costo respectivo- para protegerse del impacto provocado por fallas en el suministro. Es decir, el costo que se espera éstos reporten ya debería corresponder a un costo controlado y/o eficiente.

3.5 Estrategia de Gestión de la falla

En el nivel de **generación**, las fallas no se producen de forma completamente aleatoria, sino que ocurren bajo condiciones relativamente inusuales del sistema en las que la demanda alcanza o se acerca al peak anual. Normalmente las empresas pueden anticipar las condiciones que conducen a una falla de generación y poner en marcha distintas acciones o planes de emergencia eléctrica. A medida que la demanda se acerca a la oferta total se deben tomar medidas para reducir la carga y aumentar la oferta, postergando mantenimientos programados y utilizando, incluso, grupos generadores propiedad de consumidores. La disminución del voltaje del sistema y, en algunos casos, de los niveles de frecuencia, ha constituido un método que aparece, en principio, como de menor incidencia desde el punto de vista socioeconómico. Sin embargo, es importante mencionar que esta medida puede traer serios problemas en el funcionamiento de los sistemas eléctricos, por lo que sólo es recomendable en casos extremos.

En lo referente a las fallas intempestivas, las alternativas más usuales van desde el desprendimiento de algunas cargas hasta interrupciones de servicio en áreas completas, pudiendo, en el peor de los casos, derivar en una interrupción completa de la oferta (*blackout*).

Cuando las fallas son programadas, las alternativas “socialmente más eficientes” para retomar al equilibrio es a través de señales de precios adecuadas, es decir, mediante instrumentos como “compra” de

reducciones de consumo a ciertos usuarios, a través de un esquema explícito de compensaciones, y aumentos de la oferta a través de la generación de grupos de emergencia instalados o que se pueden instalar mediante señales de precios adecuadas. Esta medida ha sido aplicada en diversos países de la región tales como Chile, Brasil y Argentina.

En los niveles de **transmisión y distribución** las fallas suelen tener asociados costos más altos, dado que por lo general se trata de fallas de carácter intempestivo, lo que impide a los usuarios tomar alguna medida para disminuir los costos por no contar con el servicio.

De acuerdo con (Sanghvi, 1982), el costo de falla es el resultado de dos variables: el tipo de déficit y la estrategia de manejo de dicho déficit.

Desde el punto de vista del consumidor, los resultados son diferentes dependiendo de la estrategia de manejo empleada por el sistema. Así, por ejemplo, una estrategia basada en señales de precios, que incentiva a los consumidores a reducir sus consumos en horas de stress del sistema, tendrá efectos muy diferentes que una reducción en el margen de reserva del sistema, la cual, al disminuir la confiabilidad, puede llevar a cortes no programados.

En el caso de transmisión, las salidas de servicio en principio no debieran resultar en cortes debido a la alta redundancia de las instalaciones. En tanto, en el caso de distribución, la contingencia es mucho menor, por lo que aquí la falla normalmente implica una interrupción (aunque el tamaño de la interrupción es de mucha menor extensión que en transmisión). El diseño de las redes también está relacionado con la estrategia de manejo: por ejemplo, las redes enmalladas son más seguras que las radiales, pero también más costosas.

3.6 Metodología general de estimación del CENS

La estimación del costo de falla o de energía no suministrada (CENS) es compleja, dado que hay una serie de factores que determinan su valor, al igual que una variedad de dimensiones que deben ser consideradas en su análisis.

Como se presentó en secciones anteriores, la literatura económica identifica dos grandes familias de enfoques metodológicos para estimar el CENS, que difieren principalmente por la fuente de información usada en cada caso: los métodos *indirectos* y los métodos *directos*.

Los métodos *indirectos* estiman el CENS a través de datos macroeconómicos agregados, en general, a partir de fuentes secundarias, registros propios de tipos de industrias o grupos de consumidores con patrones de consumos semejantes. Por otro lado, los métodos *directos*, estiman el CENS por medio de encuestas o entrevistas a los consumidores, con el fin de identificar directamente los efectos económicos y no económicos de las interrupciones en el suministro de energía eléctrica para cada encuestado en particular.

3.6.1 Métodos indirectos

Los métodos *indirectos* tienen como ventaja la simplicidad y velocidad en el cálculo del CENS y el ahorro de recursos económicos y físicos. Sin embargo, se puede mencionar como desventaja los errores de aproximación (sobre o subestimación del CENS) en función de la validez de los supuestos subyacentes en cada enfoque y de la representatividad de las variables utilizadas en su cálculo.

En las siguientes subsecciones se describen cuatro metodologías indirectas para el cálculo del CENS.

3.6.1.1 Costos de Respaldo

Con este enfoque se asume que las empresas se protegen de las interrupciones mediante la adquisición de generadores de respaldo. En este método, el costo marginal de la capacidad de respaldo permite inferir el costo marginal de una interrupción de suministro (Bental & Ravid, 1982).

Este método se basa en el principio de la preferencia revelada, donde el costo de una interrupción puede ser inferido a partir de las acciones tomadas por los usuarios para mitigar las pérdidas inducidas por la electricidad no suministrada, como la inversión en potencia de reserva. Los costos de autogeneración son un buen estimador de la voluntad marginal de pago por una oferta ininterrumpida de electricidad, y resultan una buena aproximación del costo de energía no suministrada para grandes consumidores. La racionalidad es que ningún cliente consumirá energía de la red si esta se valora a un precio superior al costo de respaldo.

Esta metodología propone la medición de la voluntad de pago a través de estimar los costos de autogeneración. En efecto, dado que los usuarios (especialmente industriales y comerciales) pueden tomar acciones preventivas instalando capacidad de respaldo (autogeneración), es posible suponer que una firma maximizadora de beneficios invertirá en equipos de respaldo hasta que la ganancia esperada

del kWh marginal autogenerado sea igual a la pérdida esperada del kWh marginal no es suministrado. Así, el costo marginal de producir su propia energía puede ser un estimador del CF, el que, aplicando este criterio, puede definirse como el costo adicional por unidad de energía [kWh] incurrido por los usuarios al no disponer de energía, y tener que generarla con equipos de respaldo. Como resultado, los valores que surgen de este enfoque dan una cota superior para el CFLD.

La asignación del CENS por sector de actividad (industrial vs comercial) se realiza considerando la utilización de equipos generadores de diferentes capacidades instaladas, así, por ejemplo, se suele considera 10 kW para comercios pequeños, 40 kW de capacidad instalada para el sector comercio mediano o grande; y de 150 kW de capacidad instalada para la industria.

La estimación de los costos de respaldo requiere considerar diferentes hipótesis respecto a las horas de interrupción por año, así como también la tasa de descuento correspondiente a la evaluación del proyecto de inversión de autogeneración. Otros elementos que componen el cálculo del CENS son los referidos al costo de adquisición de equipos de emergencia o autogeneradores de diversos tamaños, sus respectivos costos fijos y variables de operación y mantenimiento (incluyendo el costo de combustible determinado por el precio del combustible y el consumo específico del equipo) y sus vidas útiles.

Otro elemento a considerar es que, para niveles de confiabilidad esperada suficientemente elevados (es decir, bajos niveles de duración de las interrupciones), el usuario racional puede contar con la alternativa de arrendar el equipo de generación de respaldo, en lugar de invertir en la adquisición de un equipo nuevo para afectarlo a muy pocas horas de uso.

De forma genérica, considerando las características de los equipos de autogeneración relevantes para distintos tipos de usuarios, el cálculo del costo de falla a través de este enfoque requiere estimar los costos fijos y los costos variables.

El componente de costos fijos surge de la suma de la anualidad de la inversión o del valor anual de los activos fijos y los costos anuales de operación y mantenimiento.

$$\text{Costos fijos} = \text{costo activo fijo (anualidad)} + \text{costos O\&M} \quad [1]$$

La tasa de descuento del flujo de caja descontado del proyecto debe reflejar el costo de oportunidad de la inversión en el país, lo que puede ser aproximado mediante la tasa de actualización de la industria eléctrica.

Para el cálculo de la anualidad de los activos, la vida útil promedio de los equipos de respaldo habitualmente considerada es de 15 años.

Los costos fijos de Operación y Mantenimiento de los equipos suelen determinarse como un porcentaje del costo total de la inversión. Se propone considerar un valor en el rango de 3% - 3,5%.

Por su parte, los costos variables están principalmente asociados con el combustible utilizado para la generación en función del rendimiento del equipo y el tiempo de uso.

$$\text{Costos variables} = \text{costo combustible} \times \text{rendimiento combustible} \times \text{horas de uso} \quad [2]$$

$$\text{Costos totales} = \text{costos fijos} + \text{costos variables} \quad [3]$$

Finalmente, el costo de falla, expresado en \$/kWh, surge del cociente entre el costo total anual de respaldo y la energía autogenerada.

$$\text{Costo de falla}[\$/kWh] = \text{costos totales}[\$/año] / \text{energía}[kWh] \quad [4]$$

3.6.1.2 Valor agregado

Los enfoques basados en las funciones de producción estiman el CENS a través de datos macroeconómicos, siendo quizá (Telson, 1975) el primer trabajo relevante en defender este enfoque. Para determinar el CENS a nivel de las empresas, la electricidad es considerada como un insumo para la producción. Al postular cierta relación funcional, las pérdidas de producción en respuesta a interrupciones en el servicio son vistas como la reducción en la capacidad de producción como consecuencia de la reducción en la disponibilidad del insumo energético. Basado en este enfoque, (Nooij, 2007), (Leahy & S.J. Tol, 2011), (Poudineh & Jamasb, 2015) y (Praktiknjo, 2011) estimaron el CENS para los Países Bajos, Irlanda, Escocia y Alemania, respectivamente.

En definitiva, el cálculo del CENS con este método se realiza mediante la valorización de la pérdida de valor agregado (comercial e industrial) derivada de las interrupciones en el servicio eléctrico. Dicho de otra forma, el CENS surge del cociente entre el valor agregado de estos sectores y el consumo de electricidad de estos.

Matemáticamente, el CENS puede ser calculado a partir de transformaciones algebraicas aplicadas sobre la definición de elasticidad-ingreso de la demanda eléctrica. La elasticidad-ingreso (ϵ) del consumo se define como la proporción del aumento en el consumo de energía eléctrica (ΔC) de un producto ante un cambio proporcional en el ingreso (ΔPIB):

$$\epsilon = \frac{\frac{\Delta C}{C}}{\frac{\Delta PIB}{PIB}} \quad [5]$$

Por lo tanto, el CENS se puede calcular mediante la siguiente especificación:

$$CENS = \frac{\Delta PIB}{\Delta C} = \frac{1}{\epsilon} \times \frac{PIB}{C} \quad [6]$$

El método basado en el Valor Agregado de la producción es un buen indicador del límite superior del CENS. Sin embargo, un cuestionamiento a este enfoque es que parte de la hipótesis de que se pierde toda la producción por cada kWh no servido, es decir, se basa en la relación lineal entre el producto y el consumo. Lo anterior desconoce que el corte o interrupción puede representar retrasos o pérdidas parciales.

Adicionalmente, el enfoque supone que el proceso productivo es 100% eléctrico, lo que no necesariamente es el caso en cada tipo de actividad.

Con la finalidad de estimar el efecto de las interrupciones del servicio de energía eléctrica sólo en los usuarios con acceso a la red es necesario afectar el cálculo del CENS por el índice de electrificación.

$$CENS = \frac{\Delta PIB}{\Delta C} = \frac{1}{\varepsilon} \times \frac{PIB}{C} \times IE\% \quad [7]$$

Donde:

ε es la elasticidad-ingreso del consumo eléctrico del sector comercio o industria, según sea el caso, en el año base.

PIB es el Producto Interno Bruto del sector comercio o industria, según sea el caso, en USD corrientes del año base.

C es el consumo de energía eléctrica del sector comercio o industria, según sea el caso, en MWh del año base.

$IE\%$ es el Índice de Electrificación promedio del sector en Chile.

En lo que se refiere al coeficiente de elasticidad ingreso de la demanda de energía eléctrica, el mismo puede ser estimado mediante modelos económicos con base en información comercial de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, o bien puede recurrirse a *benchmarking* o meta-análisis académicos.

Teniendo en cuenta la crítica antes descrita al método del valor agregado como umbral superior del CENS, otra forma alternativa de corregir la estimación es a través del empleo de algún indicador de uso de la capacidad de producción. Así, debido a que el enfoque parte de la hipótesis de que se pierde toda la producción por cada kWh no servido, es decir, se basa en la relación lineal entre el producto y el consumo, sin tener en cuenta que el corte o interrupción puede representar retrasos o pérdidas parciales¹¹, corresponde el empleo de algún indicador de uso de la capacidad de producción para ajustar las estimaciones.

Una forma de calcular dicho factor de ajuste, derivada del (London Economics, 2013), es con la determinación de un Factor de Uso de Capacidad (FUC), el cual se calcula de la siguiente forma:

- I. Se computa el ratio PIB Industrial/Consumo industrial anual para un cierto período de tiempo, por ejemplo, 2018-2023, para cada región de Chile.
- II. Se asume que el máximo ratio obtenido representa la máxima capacidad de utilización.
- III. La relación entre el ratio actual y el máximo del período es una aproximación al FUC del sector

¹¹ La aplicación de la metodología del Valor Agregado perdido en forma implícita asume que las empresas están operando al 100% de su capacidad de producción, en este contexto, la interrupción de suministro se asume que afecta el 100% de la producción asociada. Dicho de otra forma, las pérdidas de producción no pueden ser compensadas en el futuro con mayor utilización de planta.

industrial de cada región.

IV. Se asume que $(1-FUC)$ puede ser recuperado luego de la falla.

Cabe destacar que la estimación del CFCD podría realizarse por este método considerando un coeficiente de elasticidad de corto plazo, sin embargo, en la mayoría de los casos de estudio, la elasticidad ingreso del segmento se computa a partir de relaciones relativamente estables en el tiempo.

3.6.1.3 Teoría de Intercambio Trabajo-Ocio

Este enfoque se basa en los desarrollos de (Becker, 1965), quien plantea que la utilidad individual no depende exclusivamente del dinero ni de los bienes adquiridos, sino de una combinación entre estos bienes (adquiridos mediante el gasto de dinero) y del tiempo de ocio. Siguiendo el criterio marginalista, la utilidad marginal del dinero disminuye cuando aumenta la cantidad de dinero que se dispone, mientras la utilidad marginal del tiempo libre crece con el número de horas trabajadas. Entonces, existe una cantidad óptima de tiempo para dedicar al trabajo. En el óptimo, el valor marginal del ocio es igual al ingreso horario.

A partir de este razonamiento, se puede suponer que los hogares se enfrentan a dos tipos de consecuencias en las interrupciones del suministro eléctrico: la pérdida de opciones para utilizar su tiempo de ocio y la pérdida de bienes (por ejemplo, los alimentos refrigerados cuando el corte de suministro es largo). Según este enfoque, se asume que durante una interrupción todo el tiempo de ocio se pierde. Por otro lado, el modelo asume que, ante un corte del servicio eléctrico, las actividades del hogar se postergan y deben realizarse posteriormente, restándole tiempo al ocio.

El costo de las interrupciones de energía para la categoría residencial se obtiene del cociente entre la valoración total del ocio para los usuarios residenciales y el consumo total de energía. Este indicador, expresado en unidades monetarias por kWh, es una medida del costo de oportunidad del ocio o una valoración de la energía no suministrada para dicha categoría.

La modelización del CENS residencial requiere estimar la asignación de horas diarias a cada tipo de actividad, es decir, determinar qué cantidad de horas, en promedio, son dedicadas al trabajo, a actividades del hogar y al ocio respectivamente. La metodología usual para determinar la asignación de horas a las distintas actividades es partir de la base de estudios académicos, por ejemplo, la utilizada por (Nooij, 2007), y aplicar ajustes *ad-hoc* según las costumbres propias del país en cuestión. En el caso particular de Chile, la última información disponible corresponde a la Encuesta Nacional de Uso del Tiempo (ENUT) de 2015. Sin perjuicio de lo anterior, se toma en conocimiento que el INE dispuso el lanzamiento de una segunda edición de la ENUT durante 2024¹².

Otras de las variables clave para este cálculo es la información sobre salarios medios, la cual permite valorizar el tiempo de ocio. Las fuentes para esta variable son múltiples, por ejemplo, la Encuesta Nacional de Hogares que periódicamente realiza el INE, una estimación a partir del PBI y la cantidad de empleados

¹² A la fecha de publicación del presente Informe no están disponibles los resultados de la ENUT de 2024, por ende, el ajuste a la realidad de Chile será considerado con base en la ENUT de 2015.

con base en Cuentas Nacionales del Banco Central de la República y, finalmente, reportes de la Organización Internacional del Trabajo (OIT).

Algebraicamente, el procedimiento para determinar el CENS mediante esta metodología consta de las siguientes etapas:

a) Asignación del tiempo

Con base en el estudio de (Nooij, 2007) y en la ENUT (2015), se agrupan las actividades cotidianas en tres categorías:

- Descanso = 9.4 horas por día;
- Actividades Domésticas y Ocio = 6.0 horas por día; y,
- Resto = 8.6 horas por día.

b) Asignación de ponderadores

Los ponderadores permiten asignar diferentes impactos sobre los usuarios en función de la hora en que ocurren las interrupciones, por ejemplo, si la interrupción del servicio ocurre en horas de la madrugada cuando los usuarios se encuentran durmiendo, no tiene efecto en el bienestar de estos, es decir la interrupción del servicio no afecta a dicha actividad.

- Horas de Descanso (9.4 horas por día) = 0;
- Horas de Actividades Domésticas y Ocio (6.0 horas por día) = 1; y,
- Resto de horas (8.6 horas por día) = 0.5¹³.

c) Valorización económica del tiempo

Se realiza mediante el ingreso medio mensual de los habitantes.

d) Demanda Media

Se considera el consumo promedio horario derivado del consumo mensual por usuario y la cantidad de horas al mes.

La fórmula general para el cálculo del CENS mediante el intercambio trabajo ocio es la siguiente:

$$CENS_{Promedio} = \frac{(IM/DM) \times ((H_{DE} * FP_{DE}) + (H_{DO} * FP_{DO}) + (H_{RE} * FP_{RE}))}{(H_{DE} + H_{DO} + H_{RE})} \quad [8a]$$

$$CENS_{máximo} = \frac{(IM)}{Demanda\ media\ x\ FC} \quad [9b]$$

Donde:

CENS es el Costo de Energía No Suministrada, en USD/MWh.

¹³ Con base en el artículo de (Nooij, 2007) el promedio ponderado, por tipo de día (laborable o fin de semana), del perjuicio de una interrupción del servicio es 0.52, por ende, por un criterio del consultor se considera un valor de 0.5 para estas actividades.

IM es el Ingreso Medio Horario de las personas ocupadas a nivel residencial.

DM : es la Demanda Media por usuario, en MWh, estimada a partir del consumo de energía por usuario residencial, en MWh; la cantidad de usuarios residenciales; y, la cantidad de horas del mes (720 horas).

Factor de carga: se consideró un factor de carga para el sector residencial de 0,5.

H_{DE} , H_{DO} y H_{RE} son las horas del día dedicadas de Descanso (DE), a Actividades Domésticas (DO), y al Resto de Actividades (RE), respectivamente.

FP_{DE} , FP_{DO} y FP_{RE} son los ponderadores utilizados para valorar las horas del día, iguales a 0; 1; y 0.5 respectivamente.

Cabe señalar que, para la estimación del CENS mediante este método, se realizará una segmentación de los sistemas eléctricos existentes en Chile, diferenciando entre el SEN y los SSMM.

Respecto a este método, cabe indicar que el valor marginal del ocio puede resultar en una sobreestimación del CENS residencial si durante el corte de energía los individuos pueden realizar actividades que no necesitan electricidad, tales como la práctica de deportes.

Otros problemas asociados con el uso de esta metodología se presentan cuando, por ejemplo, el uso del salario como costo de oportunidad no permite diferenciar el CENS en función de en qué momento sucede el corte, si hubo aviso previo, la estación del año y la frecuencia de los cortes.

3.6.1.4 Curva de demanda

La aplicación de este método consiste en estimar el excedente del consumidor a través de la función de demanda de energía por parte de las diferentes categorías de consumidores. Siguiendo la definición económica de la función de demanda de un bien o servicio, la misma representa una relación funcional entre las unidades del bien o servicio en cuestión que los consumidores están dispuestos a demandar a diferentes niveles de precios o tarifas, considerando que otros parámetros de dicha función (como ser el nivel de ingreso, los gustos o preferencias de los usuarios, etc.) permanecen constante *ceteris paribus*.

A partir de su definición económica, la demanda se puede interpretar como la disponibilidad marginal a pagar de los consumidores por disponer de cada unidad del bien. Es precisamente esta interpretación la que permite aplicar el enfoque de la curva de demanda como una medida del costo de no disponer del servicio de electricidad.

Para aplicar este enfoque, en primer lugar, es necesario caracterizar la función demanda de electricidad estimando la elasticidad-precio e ingreso de la demanda de cada tipo de consumidor¹⁴.

¹⁴ El presente método se aplica fundamentalmente a los usuarios de la categoría residencial, debido a la dificultad contar con estudios consistentes de valores de elasticidad precio e ingresos para diferentes categorías de usuarios comerciales o industriales, en estos casos el CENS sólo es una referencia del costo promedio para toda la categoría.

El CENS por este método se obtiene al integrar el área debajo de la curva de demanda desde la demanda no restringida hasta la demanda restringida y dividiéndola por la cantidad de energía no servida. La Figura 2 a continuación presenta un análisis gráfico del costo del racionamiento del suministro de energía, en el que se puede ver que la disponibilidad total a pagar por el servicio racionado es la integral del área debajo de la curva de demanda entre la cantidad sin racionamiento q_0 y la cantidad racionada q_λ , así el costo de falla para dicho racionamiento surge del cociente entre el costo total (disponibilidad total a pagar) por el racionamiento y la cantidad de energía racionada.

Un punto importante para destacar es que en la situación con restricción o racionamiento se da un “efecto ingreso” que se representa mediante un desplazamiento de la curva de demanda, la lógica de este incremento es que la restricción del suministro de energía libera ingresos de los usuarios para ser aplicados a otros bienes o servicios o incluso para la energía eléctrica, incrementando la demanda. Gráficamente el costo de falla surge del cociente entre la integral del área $q_\lambda A B q_0$ dividido por la cantidad restringida (segmento $q_\lambda q_0$).

La metodología permite formular escenarios para diferentes niveles de profundidad de los cortes o restricciones de suministro de energía.

Para estimar la función de demanda de los distintos tipos de usuarios se utilizará la metodología propuesta por, que definen tres costos de falla diferentes:

- a) CENS marginal: asociado a un racionamiento eficiente (restricción de los consumos menos valorados), anunciado con anticipación.
- b) CENS medio: es el valor promedio de la energía no suministrada ante un corte o racionamiento eficiente
- c) CENS medio por cortes: corresponde al valor promedio de la energía eléctrica que se deja de consumir ante restricciones más ineficientes que el caso anterior.

El enfoque propuesto por (Benavente y otros, 2005) se presenta a continuación:

En términos generales, se puede denominar como d a la función de demanda de energía de un consumidor durante el período de tiempo relevante asociado una restricción de energía. Esta función de demanda relaciona la cantidad de energía demandada (q) por el usuario en función del precio de la energía (p) y su ingreso (y):

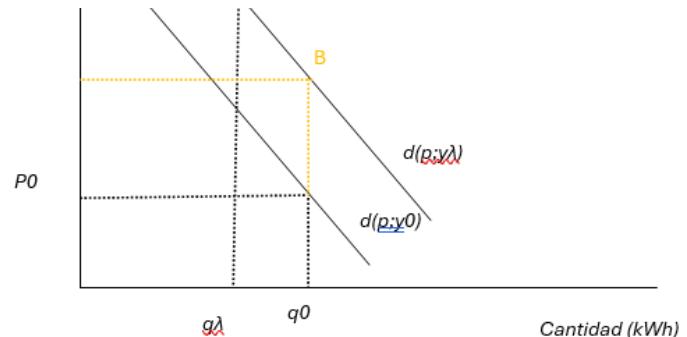
$$q = d(p, y) \quad [10]$$

A partir de esta función de demanda, resulta posible plantear la ecuación inversa de demanda donde se expresa el precio de la energía al cual el usuario demanda q kWh, que también es función del ingreso:

$$p = v(q, y) \quad [11]$$

Llamando p_0 al precio de la energía durante el período de racionamiento, q_0 al consumo normal (sin restricciones) de energía al precio p_0 , y_0 al ingreso del usuario y λ a la fracción de energía racionada, el consumo del usuario bajo el escenario de racionamiento es igual a $(1 - \lambda)q_0 = q_\lambda$ kWh. Bajo el supuesto de que el racionamiento es eficiente¹⁵, el costo de falla

Figura 2 - CENS Método de la función de demanda



marginal es el precio al cual el usuario demandaría q_λ kWh. Este costo de falla se representa por el símbolo v_λ y depende de la magnitud de la restricción λ , el ingreso del usuario, la cantidad de energía demandada y su precio bajo condiciones normales (sin restricciones), y_0 , q_0 y p_0 respectivamente, y las elasticidades-precio e ingreso de la demanda de energía para el período de restricción.

Los parámetros de elasticidades pueden ser de corto o de largo plazo. En el corto plazo el *stock* de equipos que utilizan electricidad es fijo; sus características sólo cambian paulatinamente a medida que se reemplazan. Por lo tanto, los desplazamientos a lo largo de la curva de demanda serán mucho mayores en el largo plazo, donde el *stock* de capital (equipos) es variable.

Esta diferencia en el ajuste de la cantidad demandada ante variaciones en el precio genera la implementación del modelo de ajuste parcial para el cálculo de las elasticidades (Westley, 1992).

Asumiendo que la demanda de energía se puede representar matemáticamente mediante una función log-lineal o *Cobb-Douglas*:

$$d = \alpha p^\beta y^\gamma \quad \text{donde } \alpha = q_0 p_0^{-\beta} y_0^{-\gamma} \quad [12]$$

A partir de estas expresiones, calcular el costo de falla marginal (*CdFMg*) implica hallar la solución v_λ a la siguiente ecuación no lineal:

$$(1 - \lambda)q_0 = \alpha v_\lambda^\beta (y_0 + (v_\lambda - p_0)q_\lambda)^\gamma \quad [13]$$

La expresión anterior [15], se deriva de la primera formulación de la ecuación [14] y corresponde a la función de demanda restringida del servicio de electricidad.

¹⁵ Por racionamiento eficiente, se considera aquella situación en la que sería posible cortar el suministro en base al costo de falla de cada usuario, comenzando por aquellos que tengan asociado el costo más bajo y siguiendo en orden creciente.

La expresión $(1 - \lambda)q_0$ es la cantidad de energía demandada con la restricción y equivale a la expresión de la ecuación (14).

El precio de demanda con racionamiento es v_λ , por ende, la expresión v_λ^β corresponde a la expresión p^β de la función Cobb-Douglas definida en (14).

Por último, el término correspondiente al ingreso de las familias en la ecuación de demanda y^γ , ecuación [14] debe ser incrementado en la situación con racionamiento, la lógica de este incremento es que la restricción del suministro de energía libera ingresos de los usuarios para ser aplicados a otros bienes o servicios o incluso para la energía eléctrica. $(y_0 + (v_\lambda - p_0)q_\lambda)^\gamma$

Los parámetros β y γ en las expresiones anteriores corresponden a la elasticidad-precio y elasticidad-ingreso de la demanda respectivamente.

Para calcular el costo medio de falla correspondiente al racionamiento eficiente, es preciso calcular el valor total de los kWh racionados. Una alternativa es hacerlo mediante la variación equivalente. Esto implica suponer que el valor total de la energía racionada es igual al monto de dinero que el usuario estaría dispuesto a pagar para que le devolvieran todo el consumo restringido.

Tomando en cuenta la especificación anterior para la función de demanda, el costo medio de falla a partir de la variación equivalente ($CdFMe_{VE}$) se calcula como¹⁶:

$$CdFMe_{VE}(\lambda) = p_0 + \frac{y_0 - [y_0^{1-\gamma} + \alpha \frac{\gamma-1}{1+\beta} (v_\lambda^{1+\beta} - p_0^{1+\beta})]^{\frac{1}{1-\gamma}} - (v_\lambda - p_0)q_\lambda}{\lambda q_0} \quad [14]$$

Una segunda alternativa para valorizar los kWh racionados es mediante la variación compensadora. Esta alternativa implica suponer que el valor total del consumo racionado es igual al monto que el usuario está dispuesto a pagar para no disminuir su consumo. Nuevamente, bajo el supuesto de una demanda Cobb-Douglas, el costo medio de falla a partir de la variación compensadora ($CdFMe_{VC}$) se calcula como:

$$CdFMe_{VC}(\lambda) = p_0 + \frac{[y_0^{1-\gamma} + \alpha \frac{\gamma-1}{1+\beta} (p_0^{1+\beta} - v_\lambda^{1+\beta})]^{\frac{1}{1-\gamma}} - y_0 - (v_\lambda - p_0)q_\lambda}{\lambda q_0} \quad [15]$$

Un caso especial es aquel donde se asume que el efecto ingreso es nulo o despreciable. En ese caso la variación equivalente y la variación compensadora coinciden y el costo de falla medio sin efecto ingreso ($CdFMe_{sei}$) se puede calcular como:

$$CdFMe_{sei}(\lambda) = p_0 + \frac{p_0}{\lambda} \left[\frac{(1-\lambda)^{(\beta+1)/\beta} - 1}{\beta+1} - ((1-\lambda)^{(\beta+1)/\beta} - (1-\lambda)) \right] \quad [16]$$

¹⁶ Se han omitido los desarrollos matemáticos necesarios para derivar las expresiones anteriores dado que se encuentran fuera de los objetivos del presente informe. Sin embargo, los mismos se encuentran muy bien presentados en (Benavente y otros, 2005).

Es relevante mencionar que este método subestima el costo de falla ya que el racionamiento resulta eficiente, es decir, cada agente elige qué consumos prescindir, por lo que deja de consumir aquellos kWh que son menos valiosos.

Por último, se considera el caso del racionamiento no eficiente, donde se realizan cortes de suministro. En ese caso, es posible asumir que el costo de falla refleja la pérdida del bienestar del usuario cuando la restricción es total por una fracción λ del tiempo. Para ello, es preciso determinar el precio \bar{p} al cual el consumidor elegiría demandar 0 kWh y se calcula como:

$$CdfMe_{Co} = p_0 + \frac{1}{2}(\bar{p} - p_0) \text{ donde } \bar{p} = p_0 \left(1 - \frac{1}{\beta}\right) [17]$$

En este caso, el costo de falla no depende de la profundidad de la restricción y representa una cota superior para el costo de falla medio cuando los cortes de suministro son anunciados con anticipación ya que se estima que los usuarios debieran poder reprogramar al menos parte de su consumo. En cambio, si el corte fuera intempestivo, el costo de falla puede ser superior a la expresión anterior dado que el consumidor puede ser afectado durante una actividad o proceso. El costo de falla medio por cortes siempre es superior al costo de falla medio eficiente.

El estudio realizado por (Benavente y otros, 2005) presenta los resultados obtenidos para Chile referidos al costo de falla para usuarios del sector residencial, el cual, en caso de disponer de coeficientes consistentes de elasticidad, puede aplicarse también a otras categorías de usuarios. Como insumo de esta metodología de cálculo del costo de falla es preciso estimar la ecuación de demanda de energía eléctrica correspondiente a cada sector. En efecto, se requieren estimaciones de las elasticidades precio e ingreso, asociadas a la demanda de energía eléctrica. Estas elasticidades deben tener el signo correcto para obtener estimaciones coherentes para el costo de falla. En este sentido, la elasticidad precio deberá ser negativa, indicando que ante un aumento de precio la cantidad demandada de energía podría disminuir, o a lo sumo mantenerse igual (si la demanda es inelástica), mientras que la elasticidad ingreso deberá tener signo positivo. De este modo, ante un aumento del ingreso es esperable que se incremente la cantidad demandada de energía.

Para el cálculo de elasticidades se aplicarán herramientas econométricas en base a los datos mensuales y/o anuales disponibles. Este procedimiento se llevará a cabo considerando, como alternativas de estimación, tanto los principios del análisis de cointegración (por ejemplo, bajo la forma del modelo de corrección de errores) como otro tipo de modelización. Si los resultados obtenidos no presentan valores estadísticamente significativos o inconsistentes con la teoría económica, se procederá a calcular el CENS con otras medidas de elasticidades obtenidas de metaanálisis o de benchmarking internacional.

Para estimar los valores de elasticidad referenciales se aplicará el modelo de ajuste parcial, que permite estimar elasticidades de corto y largo plazo, y en el que los dos efectos principales -precio e ingreso- son calculados utilizando técnicas de regresión estándar de mínimos cuadrados ordinarios. Dicho modelo es ampliamente utilizado para estimar elasticidades de la demanda (Westley, 1992).

El modelo supone que los usuarios no reaccionan inmediatamente a los cambios en precios e ingresos, sino que lo hacen con retardo, una vez que han confirmado que dichos cambios no son transitorios, sino permanentes. Este retraso está representado por el parámetro del término autorregresivo de primer orden de la función de corto plazo (ver abajo), y permite diferenciar elasticidades de corto y largo plazo.

El modelo de ajuste parcial a especificar en el presente informe es:

$$CE_t = \alpha + \beta \times PIB_t + \gamma \times TM_t + \delta \times CE_{t-1} + \mu_t \quad [18] \text{ (función de corto plazo)}$$

Donde:

CE_t es el Consumo de Energía Eléctrica de los usuarios, en el período t , en MWh.

PIB_t es el PIB en precios constantes, en el período t , en USD.

TM_t es la tarifa media de venta de energía eléctrica, en valores constantes, en el período t , en USD/MWh.

CE_{t-1} es el Consumo de Energía Eléctrica, en el período $t - 1$, en MWh.

α , β , γ y δ son los parámetros de la función de demanda, estimados mediante regresión lineal, siendo que α es la constante, β representa la elasticidad-ingreso de corto plazo; γ representa la elasticidad-precio de corto plazo y δ representa el rezago o ajuste de largo plazo (y se utiliza para determinar las elasticidades ingreso y precio de largo plazo).

μ_t es el término de error estocástico.

El modelo de ajuste parcial tiene la ventaja que permite obtener tanto elasticidades de corto plazo como de largo, siendo uno de los modelos más utilizados cuando se desea capturar la dinámica del consumo de electricidad. Así, la elasticidad-precio de la demanda de largo plazo se obtiene como $\gamma / (1 - \delta)$. Para llegar al ajuste de largo plazo deben transcurrir un número significativo de años (los cuales dependerán del coeficiente δ).

En el Anexo I se presenta mayor detalle respecto a la derivación de las funciones del modelo de ajuste parcial.

3.6.2 Métodos directos

Los métodos directos se basan en la estimación de costos reales o potenciales que generan las fallas de suministro, considerando los cursos de acción que tomaron o tomarían los consumidores. Las metodologías directas pueden ser ex antes, mediante encuestas, o ex post, mediante la estimación de costos causados por fallas reales.

Los métodos directos, por medio de encuestas, ofrecen la posibilidad de recoger los diversos aspectos que afectan las actividades de los usuarios con relación a las fallas e interrupciones en el suministro eléctrico. Esto, permite analizar los perjuicios que afectan las actividades de los consumidores, en función del

periodo u horario en que ocurre una interrupción, así como el impacto que genera, lo que permite valorar la disposición a pagar de los consumidores para evitar tales eventos o, alternativamente, la compensación requerida por los mismos en casos de ocurrencia de dichos eventos. De esta forma, uno de los principales aspectos que diferencia la encuesta directa de los métodos indirectos es la capacidad de producir una evaluación económica de una interrupción más allá de los costos económicos¹⁷.

Por otro lado, la aplicación práctica de métodos directos requiere un esfuerzo mucho mayor tanto en la concepción de la encuesta como en el procesamiento posterior de la información y su análisis. Una de las etapas críticas es el diseño del cuestionario y su aplicación, los cuales pueden ser diferente para cada sector de consumo.

Mediante este tipo de instrumento se pueden determinar métricas directas de Disposición A Pagar (DAP) o Disposición A Aceptar (DAA). La DAP representa la disposición del cliente a pagar para mejorar su continuidad del suministro. Alternativamente, puede estimarse la DAA, que representa la mínima cantidad que un consumidor está dispuesto a aceptar por una restricción total o parcial de suministro.

Es importante destacar que la encuesta es la herramienta con la que se aplica el método para recopilar la información sobre las valoraciones de los usuarios. En este contexto, los métodos directos se diferencian entre sí en función del tipo de variable analizada (*proxy* del costo de la interrupción), del diseño del cuestionario o de la estrategia de revelación de información, así, mediante técnicas de costeo se puede inferir el costo medio de la interrupción, en tanto que a través de técnicas de valoración contingente se puede inferir el costo marginal para ciertos usuarios.

Es importante aclarar la diferencia entre DAP, DAA y costo de falla medio. Las métricas de DAP miden el valor monetario que los consumidores están dispuestos a pagar por evitar un corte de suministro. La DAA mide el valor que un consumidor está dispuesto a aceptar por experimentar un evento de seguridad de suministro. Las DAP y DAA se miden típicamente en unidades monetarias durante un cierto periodo de tiempo (1 hora, 4 horas, etc.). El costo de falla se mide en \$/kWh y para pasar de una DAP o DAA a costo de falla se suele dividir este valor por la energía no suministrada en el horizonte temporal definido. Sin embargo, en la práctica, los datos de consumo no están disponibles a nivel de un consumidor individual pudiendo llevar a distorsiones relevantes.

En la práctica, se espera que el costo de falla aumente con la duración de la interrupción. Sin embargo, la relación entre la duración de la interrupción y costo de falla suele ser no lineal o uniforme entre los consumidores. Autores argumentan que la tasa de aumento de costo de falla (expresada como costo de falla marginal) disminuya a medida que aumenta la duración de la interrupción. Esto se debe a que a medida que aumenta la duración, la relevancia del "factor de molestia" inicial disminuye y los consumidores pueden participar mejor en otras actividades que dependen menos de la electricidad (el "efecto de adaptación o ajuste"). Por ejemplo, incluso una interrupción muy corta (del orden de segundos) podría resultar en la necesidad de reiniciar la maquinaria o las computadoras e invertir tiempo en los

¹⁷ Por ejemplo, si se utiliza el enfoque basado en la teoría del intercambio entre trabajo y ocio, el costo de una interrupción es valorada al salario, sin embargo, los métodos directos permiten estimaciones más completas que incluyen un componente subjetivo a la hora de determinar el inconveniente causado o la contingencia de una falla.

procesos para volver a la plena eficiencia. Sin embargo, puede haber algunos consumidores y algunas industrias donde las interrupciones de corta duración son más manejables, mientras que las duraciones más largas provocan altos niveles de interrupción. Por ejemplo, las industrias que dependen de la refrigeración pueden hacer frente a una interrupción breve sin mucha reducción en la producción, pero pueden comenzar a sufrir el vencimiento del stock después de un cierto período de tiempo.

En general, la mayoría de los estudios muestran que la DAP y la DAA marginal disminuye con la duración, en línea con la lógica intuitiva expresada anteriormente. Los estudios que encuentran esta relación incluyen (Bliem, 2009), (Bertazzi, 2005) y (London Economics, 2013). Sin embargo, esta evidencia generalmente se limita a los consumidores del sector residencial y de servicios.

3.6.3 Evaluación del método

En términos comparativos, ninguna metodología teórica es claramente superior a las demás, y esta indeterminación se potencia si se considera que la comparación entre los métodos directos e indirectos es multidimensional.

La multidimensionalidad genera las siguientes dificultades para estimar el CENS:

- Complejidad de modelar la vinculación entre falla de suministro e impacto en el bienestar de las personas, así como en las actividades económicas que se ven afectadas, según el tipo de falla.
- El CENS varía ante la existencia o no de selectividad en los cortes, o si éstos afectan a todos los consumidores por igual o no.
- Complejidad de establecer los límites aceptables de deterioración de calidad del producto frente a la alternativa de fallar.

En términos generales se observa que hay una gran diversidad de métodos que se pueden utilizar para el cálculo del CENS y dispersión en los resultados encontrados. En buena medida, los problemas de dispersión se asocian a carencias en asignar el CENS a una dimensión definida, sin por ello dejar de reconocer limitaciones en los métodos de cálculo.

En un análisis comparativo de los diferentes enfoques (Hsu, 1994), resume las ventajas y desventajas de las diferentes metodologías considerando cinco criterios:

Tabla 1 - Criterios de comparación para metodologías

Criterio	Descripción
Fundamentos teóricos (FT)	Se considera a la capacidad de la metodología de identificar el verdadero costo o perjuicio que las restricciones del servicio implican para los usuarios, esta capacidad está asociada con la fundamentación económica o teórica que da sustento a la metodología.
Verificabilidad de los resultados (VR)	Se refiere a la posibilidad de validar los resultados obtenidos, como así también a la factibilidad de extrapolar los resultados de ciertos usuarios a otros que se encuentren en condiciones similares.

Criterio	Descripción
Disponibilidad de la información (DI)	Se refiere a si el método de cálculo del CENS se basa en información primaria o secundaria, en cierta medida se asocia con la metodología directa o indirecta de estimación del CENS, es decir, si se dispone de información desagregada de carácter público o, por el contrario, se debe recurrir a encuestas u otro método de relevamiento de información.
Costo de medición (CM)	Se refiere a las acciones, tareas y costos asociados a la obtención de información, es decir, si se deben realizar campañas de medición, instalación y lectura de medidores, etc.
Implicaciones para política regulatoria y aplicabilidad (IP)	Se vincula con las acciones a desarrollar por el regulador para disponer de la información en forma sistematizada.

Fuente: adaptación de (Hsu y otros, 1994)

La siguiente tabla presenta una comparación entre los métodos sobre la base de los criterios planteados.

Tabla 2 - Comparación entre diferentes métodos para estimar el CENS

Enfoque	Método	Tipo de CENS estimado	FT	VR	DI	CM	IP
Indirecto	Valor Agregado Perdido	Costo Medio para un sector de la economía	Media	Media	Alta	Media	Media
Indirecto	Teoría de Intercambio entre trabajo-ocio / Curva de Demanda	Costo medio por tipo de consumidor	Baja	Alta	Alta	Media	Media
Indirecto	Equipos de autogeneración – Costo de Respaldo	Costo medio por tipo de consumidor	Media	Alta	Alta	Media	Media
Directo (entrevistas)	Ánálisis de interrupciones	Costo medio	Media	Media	Media	Alta	Media /Alta
Directo (entrevistas)	Costeo Directo	Costo medio por tipo de consumidor	Media	Media	Media	Alta	Media /Alta
Directo (entrevistas)	Ánálisis de contingencia y análisis conjunta	Costo Marginal por consumidor	Media	Media	Media	Alta	Media /Alta

Fuente: adaptación de (Hsu et al., 1994)

Por las razones antes desarrolladas, es recomendable obtener una gama de valores de CENS resultante de la utilización de más de un enfoque metodológico, para luego hacer un análisis crítico de los resultados obtenidos en cada caso.

Dada la diversidad de enfoques considerados en el análisis del cálculo del CENS, se presenta la tabla siguiente que consigna las ventajas y desventajas de las distintas metodologías. El desarrollo detallado de las metodologías de cálculo para cada uno de los enfoques se presenta en secciones siguientes.

A continuación, en la siguiente tabla se muestra un resumen de los fundamentos teóricos, ventajas y desventajas de cada uno de los métodos revisados en las secciones anteriores.

Tabla 3 - Matriz de ventajas y desventajas para diferentes enfoques metodológicos

Metodología		Sector de Aplicación	Fundamentos teóricos	Ventajas	Desventajas
Tipo	Enfoque				
Indirecto	Teoría de Intercambio entre trabajo-ocio	CFCD Residencial	Modelo basado en la teoría del intercambio trabajo – ocio para estimar la pérdida de bienestar de los hogares ante la interrupción del servicio. Se asume que durante una interrupción todo el tiempo de ocio se pierde.	Economía y facilidad de aplicación. Cálculo basado en datos proveniente de fuentes secundarias de información. No se requiere realizar encuestas a usuarios.	Puede sobreestimar el CF si durante la interrupción los individuos pueden realizar actividades alternativas que no necesitan electricidad (<i>out-door</i>). Puede subestimar el CF si durante la interrupción los individuos se ven imposibilitados de realizar una tarea imposible de postergar (evento deportivo, cultural, etc.)
	Curva de demanda	CFLD (todos los sectores)	El costo de falla se determina a partir de las curvas de demanda de energía eléctrica de cada sector de consumo. El excedente del consumidor perdido menos el costo evitado de la factura eléctrica da una medida del costo de la interrupción para los usuarios del servicio.	Economía y facilidad de aplicación, especialmente si se conocen las elasticidades precio e ingreso de la demanda para cada sector de consumo. Cálculo basado en un modelo económico. Cálculo basado en datos proveniente de fuentes secundarias de información. No se requiere realizar encuestas a usuarios.	Dificultades para la estimación econométrica de las elasticidades precio e ingreso de la demanda de energía: elasticidades con signos incorrectos, no significativas, etc. Esto obedece a calidad de la información utilizada: información histórica insuficiente o inadecuada sobre consumos y precio de la energía e ingresos de los usuarios de cada sector, utilización de <i>proxies</i> , etc.

Tabla 3 - Matriz de ventajas y desventajas para diferentes enfoques metodológicos

Metodología		Sector de Aplicación	Fundamentos teóricos	Ventajas	Desventajas
Tipo	Enfoque				
	Valor agregado perdido	CFCD Industrial Comercial	<p>Este método está basado en la supuesta relación entre PIB (u otra variable macroeconómica) y el consumo de energía eléctrica.</p> <p>Se asume que una falta de suministro eléctrico produce una caída del PIB y se define el costo marginal de la restricción como la variación porcentual del consumo de energía eléctrica ante una variación porcentual del PIB (concepto de elasticidad).</p>	<p>Economía y facilidad de aplicación a partir de datos provenientes de fuentes secundarias de información.</p> <p>No se requiere realizar encuestas a usuarios.</p>	<p>Se obtiene una cota superior para el costo de falla.</p> <p>Implícitamente asume una absoluta falta de selectividad (capacidad de cortar el suministro eléctrico por orden creciente de falla) en las restricciones eléctricas, no toma en cuenta alternativas que puedan evitar interrupciones totales del servicio como tampoco la posibilidad de recuperar parte de la producción una vez restablecido el servicio.</p>
	Costos de oportunidad	CFCD Industrial	<p>Se determina el costo de una interrupción del servicio basándose en la aplicación del concepto de costos de oportunidad de corto plazo.</p> <p>Se clasifica los costos directos que enfrentan estos usuarios –durante las horas de trabajo- en: a) pérdidas en materias primas y de inventario en proceso; y b) reducción de la producción durante el corte, incluyendo los costos de reinicio.</p>	<p>El costo de falla así determinado se puede expresar como función de la duración y frecuencia media de las interrupciones del área correspondiente a la industria analizada.</p> <p>Es posible realizar un cálculo desagregado a nivel de cada industria.</p>	<p>No se toman en cuenta los costos asociados a decisiones de autogeneración.</p> <p>No se toman en cuenta costos indirectos derivados de la reorganización de procesos productivos en horas con menor probabilidad de interrupción (aplicable en aquellas áreas con baja confiabilidad del servicio).</p>

Tabla 3 - Matriz de ventajas y desventajas para diferentes enfoques metodológicos

Metodología		Sector de Aplicación	Fundamentos teóricos	Ventajas	Desventajas
Tipo	Enfoque				
	Costos de respaldo	CFCD-CFLD Industrial Comercial	<p>El cálculo está basado en el principio de la preferencia revelada, donde el CF se puede inferir a partir de las acciones tomadas por los usuarios para mitigar las pérdidas inducidas por la ENS.</p> <p>Una firma que maximiza beneficios invertirá en equipos de respaldo hasta que la ganancia esperada del kWh marginal autogenerado sea igual a la pérdida esperada del kWh marginal que no es suministrado.</p> <p>El costo de falla queda definido como el costo marginal de producir su propia energía.</p>	<p>Facilidad de cálculo a partir de información proveniente de fuentes secundarias.</p> <p>Es posible considerar factores de escala a través de requerimientos de autogeneración de distinta magnitud.</p>	<p>Las decisiones de inversión en generación de respaldo no solo están motivadas por el beneficio asociado a restricciones de suministro de largo plazo, sino que también por el beneficio de evitar cortes intempestivos de suministro; en este sentido, el CF obtenido con este criterio sobreestimaría dicho costo como costo de falla de larga duración.</p>

Tabla 3 - Matriz de ventajas y desventajas para diferentes enfoques metodológicos

Metodología		Sector de Aplicación	Fundamentos teóricos	Ventajas	Desventajas
Tipo	Enfoque				
Directo	Relevamientos ex-ante.	CFCD – CFLD Todos	El costo de falla se obtiene como el cociente entre la disponibilidad media a pagar por evitar una interrupción de determinadas características y el consumo promedio de energía correspondiente al lapso de tiempo considerado. La disponibilidad media a pagar (o a aceptar una compensación) se puede obtener a través de la metodología de Valoración contingente o de costeo directo. Ambas obedecen al principio de preferencias establecidas en cuanto es posible modelar las decisiones directas de los usuarios ante situaciones (escenarios) predefinidos.	Es posible estimar de manera explícita el costo de falla para diferentes escenarios de interrupción (corta o larga duración, con o sin anticipación, distintos horarios del día, etc.). Los cálculos están basados en las preferencias establecidas directa y explícitamente por usuarios del servicio. Es posible complementar el análisis verificando si la calidad del servicio percibida por los usuarios coincide con la calidad real.	Mayores costos asociados al relevamiento de encuestas. Mayores requerimientos de análisis para el adecuado diseño de los cuestionarios. Dificultad de indagar cuando se implementan ejercicios de valoración contingente, información sensible a los usuarios.
	Relevamientos ex-post	CFCD-CFLD Todos	El enfoque es similar al planteado en los relevamientos ex ante con la ventaja de que la situación de interrupción del servicio no es hipotética, sino que generalmente está referida a un evento significativo ocurrido recientemente.	Si se realiza al poco tiempo de un evento, es posible estimar de manera explícita el costo de falla asociado a una interrupción real experimentada por los usuarios, a diferencia del caso anterior donde se plantean escenarios hipotéticos de corte.	Mayores costos y tiempos de estudio asociados al desarrollo de las distintas etapas de un relevamiento por encuestas. Se requiere la existencia de un evento de restricción del servicio reciente.

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

3.7 Antecedentes Internacionales

3.7.1 Unión Europea

Para la Unión Europea, la experiencia y directivas recientes en materia de determinación del costo de energía no suministrada y su aplicación, tanto con fines económicos como regulatorios, se encuentran consignados en una serie de estudios, principalmente desarrollados por *Cambridge Economic Policy Associates Ltd*, y en directivas de la *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*, los cuales se presentan a continuación.

3.7.1.1 Metodología de Aplicación

Siguiendo (CEPA, 2018) la metodología para calcular el Valor de la Pérdida de Carga (VoLL), el Costo de Nuevos Entrantes (CONE) presenta las siguientes etapas:

- a) **Etapa I Segmentación de Mercado:** en primer lugar, se identifican grupos de consumidores (domésticos y no domésticos) según sus características, necesidades y uso del recurso energético. Esta segmentación tiene por objeto la estimación de costos de falla sectoriales tomando en consideración diferentes niveles de restricción, grado de afectación y duración de las interrupciones (interrupciones de corta o larga duración) para las distintas categorías de consumidores.
- b) **Etapa II Cálculo por métodos directos:** en segundo lugar, se realizan encuestas específicas que permitan evaluar la disponibilidad marginal a pagar (WTP) para evitar la restricción o la disponibilidad marginal a aceptar compensación (WTA) ante una restricción. El esquema de evaluación por medio de la *preferencia declarada* o por la *preferencia revelada* deben tomar en consideración los siguientes aspectos:
 - Duración de la interrupción: Tiempo estimado de la restricción del suministro.
 - Frecuencia de las interrupciones: Número de eventos esperados dentro de un período determinado.
 - Notificación previa: Tiempo de aviso dado a los consumidores antes de la interrupción.
 - Magnitud de la interrupción: Porcentaje de la demanda afectada o número de consumidores impactados.
 - Momento de la interrupción: Hora del día o temporada del año en que ocurren las interrupciones.

Este análisis es esencial para garantizar que el costo de falla refleje de manera precisa las preferencias y tolerancias de los consumidores en diversas situaciones de corte en el suministro del servicio.

- c) **Etapa III Cálculo por métodos indirectos:** en esta etapa se complementa el cálculo aplicando a cada categoría de usuario una metodología específica de cálculo del CENS a través de enfoques indirectos, los cuales son desarrollados a continuación.
- d) **Etapa IV Consolidación del CENS:** se procede a calcular un costo de falla único por área geográfica y período de tiempo determinados, para ello se estima una función de costo de energía no suministrada que permite tal agregación.

3.7.1.2 Enfoques para estimación del CENS

a) Metodología para consumidores domésticos

La metodología de cálculo del costo de falla para consumidores domésticos se basa en la teoría del intercambio trabajo-ocio y en el presente informe se desarrolla en dos pasos:

- i. **Primer paso:** se calcula el valor del tiempo de ocio para los hogares en cada Estado Miembro. El supuesto detrás de la aplicación de este enfoque es que, en el margen, los individuos son indiferentes entre una hora adicional de trabajo y una hora adicional de ocio, este supuesto permite valorizar las horas de ocio, mediante el salario horario. Otro punto a considerar es el "factor de sustituibilidad" que determina la dependencia del valor del ocio del suministro de electricidad. Adicionalmente se requiere realizar suposiciones sobre el valor del tiempo de ocio para las personas no empleadas en relación con las personas empleadas ("factor de no empleados").
- ii. **Segundo paso:** se calcula el costo de falla promedio de los hogares para cada Estado Miembro a través del cociente entre el valor total de ocio para todas las personas (empleadas y desempleadas) y el consumo anual de electricidad de los hogares en el Estado Miembro.

b) Metodología para consumidores no-domésticos

Para los consumidores no domésticos se adopta una metodología que es conceptualmente similar al enfoque utilizado para los consumidores domésticos. Sin embargo, se relaciona el uso de electricidad con el valor real de la producción (medido mediante el Valor Agregado Bruto). Al igual que con los consumidores domésticos, también se evalúa la relación entre el costo de falla de los consumidores no domésticos y la duración de las interrupciones.

3.7.1.3 Usos del CENS

Los valores estimados del CENS tienen diferentes aplicaciones tanto para la planificación y diseño de los sistemas eléctricos, como para la definición de esquemas de incentivos y penalidades para la gestión de la calidad de las empresas, y también para compensar a los usuarios que no cuentan con un servicio adecuado.

Se listan a continuación algunas áreas de aplicación del CENS:

- a) **Evaluación de políticas de inversiones y diseño de infraestructura:** se emplea para el diseño de la infraestructura, la evaluación de políticas regulatorias relacionadas a la confiabilidad y calidad del servicio, en evaluaciones de impacto económico, entre otros.
- b) **Definición de Incentivos regulatorios y compensación a los consumidores:** se utiliza para diseñar incentivos para la continuidad del suministro basado en el desempeño de las empresas de redes. El objetivo es fomentar un nivel deseado o mejorado de continuidad en el suministro.
- c) **Diseño del mercado mayorista y señales de precios:** se incorpora el costo de falla en el mercado mayorista en aspectos regulatorios; como los relacionados a los precios de compensación máximos y mínimos armonizados.
- d) **Diseños de contratos comerciales:** puede integrarse en la adquisición directa de capacidad o servicios del sistema diseñados para mejorar su seguridad. Como, por ejemplo, monetizar el valor de la seguridad adicional del suministro y determinar el volumen de capacidad que debe ser contratado y el precio correspondiente.

3.7.1.4 Aplicaciones regulatorias.

La tabla a continuación presenta el análisis de un estudio de Cambridge y las consideraciones respecto al alcance de las aplicaciones regulatorias del CENS a nivel de toda la Unión Europea, a nivel regional o nacional.

Tabla 4 - Naturaleza de la metodología de *VoLL* propuesta para diferentes aplicaciones regulatorias

Tipo de Metodología	Aplicación Regulatoria
Nivel toda Unión Europea	Planificación de la red a nivel de la UE
	Ánálisis costo-beneficio a nivel de la UE
	Evaluaciones de suficiencia del sistema
Nivel toda Unión Europea/Regional	Establecimiento de precios máximos y mínimos de compensación
	Señales de precios de escasez en el mercado mayorista
Regional	Determinación de niveles óptimos de adquisición para servicios de equilibrio y respaldo
	Diseño de capacidad de mercados a nivel de los Estados Miembros
Nacional	Planificación de redes a nivel nacional
Aunque puede ser preferible utilizar estimaciones regionales o a nivel de la UE en la práctica	
	Ánálisis costo-beneficio a nivel Nacional

Tipo de Metodología		Aplicación Regulatoria
Nacional	Definición de incentivos y compensaciones a los clientes en caso de interrupciones o desconexiones	
	Planificación de redes de distribución y consideración de alternativas operativas (por ejemplo, respuesta de la demanda)	
	Informar el orden de desconexión en caso de una interrupción del suministro	

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

3.7.1.5 Valores estimados de CENS.

El citado estudio de (CEPA, 2018) cuantifica dos medidas asociadas con el CENS para los países miembros de la UE. Estas variables son VoLL y VoLA.

El VoLL o *Value of Lost Load* es una cuantificación económica del valor de la energía no suministrada que permite medir los beneficios marginales de una mayor seguridad de abastecimiento. De esta forma, posibilita asignar un valor a una mayor confiabilidad del suministro eléctrico midiendo la pérdida de actividad socioeconómica resultante de una unidad de electricidad no suministrada por la red.

Por su parte, el VoLA es una medida equivalente al VoLL pero cuando se avisa con un día de antelación a la interrupción del suministro.

Los resultados obtenidos del estudio son los siguientes:

Tabla 5 - CENS por país (€/kWh)

País	VoLL (€/kWh)	VoLA (€/kWh)
Austria	9,01	5
Bélgica	9,6	5,33
Bulgaria	1,5	0,83
Croacia	3,15	1,75
Chipre	6,19	3,44
República Checa	3,53	1,96
Dinamarca	15,73	8,73
Estonia	5,18	2,87
Finlandia	5,3	2,94
Francia	6,92	3,84
Alemania	12,41	6,89
Grecia	4,24	2,35
Hungría	3,27	1,82
Irlanda	11,52	6,39

País	VoLL (€/kWh)	VoLA (€/kWh)
Italia	11,34	6,29
Letonia	4,71	2,61
Lituania	4,62	2,56
Luxemburgo	13,52	7,51
Malta	6,38	3,54
Países Bajos	22,94	12,73
Polonia	6,26	3,47
Portugal	5,89	3,27
Rumania	4,52	2,51
Eslovaquia	4,73	2,62
Eslovenia	4,32	2,4
España	7,88	4,37
Suiza	5,52	3,06
Reino Unido	15,9	8,83

Fuente: (CEPA, 2018)

3.7.2 Brasil

En el caso de Brasil, los antecedentes metodológicos más recientes corresponden al estudio encargado por la ANEEL a Sinapsis Inovação em Energia Ltda, y a Mercados de Energía Consultoría Ltda (ANEEL, 2016). Dicho estudio tuvo como objetivo general obtener una estimación del costo asociado a las interrupciones del suministro eléctrico en Brasil, tanto desde la perspectiva del consumidor como de la distribuidora, teniendo en cuenta los costos relacionados con la mejora de la confiabilidad del sistema de distribución. El objetivo final del proyecto consistió en asesorar a la ANEEL en la fijación de los límites de los indicadores de continuidad, así como en los ajustes de las compensaciones pagadas a los usuarios debido a la mala calidad del servicio.

3.7.2.1 Metodología de Aplicación

El cálculo del CENS se realizó a nivel estatal, regional y nacional, considerando como punto de partida la segmentación de los usuarios en dos grandes categorías: 1) Sector residencial y, 2) Sectores comercial, público, rural, servicios e industria. De esta forma se aplicaron metodologías diferentes para cada una de las categorías antes mencionadas.

Si bien la metodología se basa en la literatura internacional, se incorporan ajustes para considerar el valor de la energía no suministrada en función del tipo de día (laborable, no laborable), y de la hora del día. Adicionalmente, se calcularon curvas de carga (para sectores comerciales e industriales) específicas a la realidad regional de Brasil, como así también las estimaciones del uso del tiempo se adaptaron a los hábitos y condiciones socioeconómicas propias de Brasil.

3.7.2.2 Enfoques para estimación del CENS

a) CENS para el Sector Residencial

El estudio argumenta que las principales consecuencias de las interrupciones para las familias derivadas de las restricciones del suministro eléctrico son dos:

- I. Pérdida de opciones para disponer de su tiempo de ocio,
- II. Pérdidas de bienes y alimentos

Para cuantificar la pérdida de opciones de ocio se recurre a la teoría de la valoración marginal del ocio de Becker. En este sentido el costo de la ENS surge del cociente entre el valor del ocio y el consumo de electricidad.

El valor del ocio se estima tanto para personas empleadas como para personas desempleadas y consiste en el producto del salario horario por la cantidad de horas dedicadas por cada individuo al ocio y a actividades domésticas. Para el caso de personas desempleadas se aplica un coeficiente de ajuste menor que 1, para indicar que el valor del ocio para ellas es menor que para las personas empleadas.

Posteriormente se determina el costo total de ocio multiplicando el valor de ocio diario por persona por la cantidad de personas (empleadas y desempleadas respectivamente) y por el número de días anuales.

Por último, el costo unitario de energía no suministrada surge del cociente entre el costo total anual del ocio y el consumo anual de energía.

b) CENS para sectores No Residenciales

Siguiendo la metodología de (Telson, 1975), el enfoque utilizado para calcular el CENS es el valor agregado de producción perdido, el cual se calcula como el cociente entre el producto bruto sectorial y el consumo de energía eléctrica.

Un punto importante que destacar es que, en los sectores industrial y comercial, puede darse el caso de que la producción se recupere con horas extra de personal o una mayor intensidad operativa, por lo que considerar el valor agregado por unidad de electricidad consumida como aproximación al costo de las interrupciones puede dar lugar a una sobreestimación del valor. Una forma de reducir el sesgo hacia la sobreestimación es utilizar curvas horarias del producto, que dan valores diferentes para el costo unitario de las interrupciones en función de la hora del día (punta, valle).

Una vez determinado el CENS no programado utilizando las diferentes metodologías empleadas, y en base a las curvas de probabilidad de interrupción, es necesario integrar los valores obtenidos en un único valor para cada región y posteriormente a nivel nacional. Para ello el estudio propone la

metodología utilizada por (Ofgem, 1999), que corrige la escala de unidades consumidoras por su consumo per cápita. La fórmula utilizada originalmente consiste en ajustar el número de unidades de consumo por la energía media por unidad de consumo, de esta forma se tiene un proxy de cantidad de consumidores “equivalentes” y así se pueden agregar los CENS individuales.

3.7.2.3 Funciones de costos de mejora en la calidad

Adicionalmente, el estudio desarrollado aborda la temática relacionada con la definición de las funciones de costos relacionada con la mejora de la fiabilidad del sistema de distribución, es decir, identificar ¿cuál es el costo de las distribuidoras para alcanzar un nivel de confiabilidad dado. Los costos de mejora de la confiabilidad de los sistemas de distribución considerados son tanto costos de inversión, como de explotación o de mantenimiento.

Se utilizan dos enfoques para definir la función de costos de fiabilidad: modelos de ingeniería y modelos econométricos.

- a) **Enfoque econométrico:** el enfoque econométrico relaciona parámetros que expresan la confiabilidad, como: DEC (SAIDI), FEC (SAIFI), etc., con inputs agregados que inciden en estos resultados, como: inversiones realizadas (CAPEX) y costos de explotación (OPEX), corregidos por factores o variables ambientales como la longitud de la red, el mercado abastecido, características de la zona de explotación, condiciones socioambientales, entre otros. Al tratarse de una metodología de frontera, el análisis econométrico permite enumerar el costo necesario para mejorar el nivel de confiabilidad, sin detallar las acciones o medidas necesarias para lograr esta mejora.
- b) **Enfoque de ingeniería:** busca determinar qué medidas podrían adoptarse para mejorar la calidad y, a partir de la adopción de dichas medidas, crear la relación entre la mejora de la calidad y el costo necesario.

Como productos del estudio mencionado surgieron recomendaciones relacionadas con la implementación de un esquema regulatorio integral, que tome en consideración la vinculación existente entre los diferentes bloques regulatorios, así por ejemplo se incorporan indicadores de calidad en la determinación de los costos regulatorios (específicamente en el componente calidad “Q” del factor de eficiencia productiva “Factor X”).

3.7.2.4 Normativa vigente

En Brasil, el desempeño de las distribuidoras de energía eléctrica en términos de continuidad del servicio es regulado y monitoreado por la ANEEL con base en metas definidas por indicadores colectivos e individuales. Los aspectos regulatorios de esta materia están establecidos en el Módulo 8 de los Procedimientos de Distribución - PRODIST (ANEEL, 2014). Este mismo módulo establece un procedimiento de búsqueda de eficiencia en la aplicación de los recursos en relación con la calidad.

Adicionalmente, en el Procedimiento de Revisión Tarifaria – PRORET Submódulo 2.2 correspondiente al bloque regulatorio de costos operacionales, se definen los costos de referencia de eficiencia mediante la aplicación de una metodología de frontera estocástica, en dicha frontera se incorpora una variable relacionada con la duración de las interrupciones (SAIDI) para calcular una medida de consumidor hora interrumpido (proxy del CENS), que es considerada un producto negativo o variable **no discrecional**, así, a la hora de definir costos operacionales eficientes, la energía no suministrada es una variable ambiental que condiciona la gestión de la empresa.

Por último, en el PRORET Submódulo 2.5 correspondiente al factor de eficiencia productiva, se incluye un incentivo para la mejora de la calidad del servicio mediante un ajuste tarifario relacionado con la disminución de indicadores SAIDI y SAIFI.

3.7.2.5 Valores estimados de CENS.

Los valores de costo de energía no suministrada, resultantes del estudio (ANEEL, 2016), son consignados en la siguiente tabla, la cual se encuentra segmentada por categoría de usuario y por zona geográfica.

Tabla 6 - Costo de energía no suministrada por categoría de usuario y por zona (R\$/kWh)

Sector	Nacional	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
Industrial	13.9	23.7	11.7	13.8	17.3	6.6
Comercial e Serviços	18.1	9.6	8.3	30.6	24.1	8.7
Poder Público	12.3	9.2	11.3	15.5	12.4	13.9
Serviço Público	7.5	11.6	3.9	11.5	7.6	11.4
Rural e Rural Irrigante	12.4	12.4	8.1	22.0	8.2	18.4
Residencial	19.7	18.9	18.4	16.5	20.8	19.0
Baixa Renda	4.4	4.9	4.9	4.1	3.2	4.5
Média Região	15.7	15.7	11.3	19.2	18.8	11.6

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

El valor promedio a nivel nacional y para todas las categorías de usuarios es de 15,7 R\$/kWh, valor que, considerando un tipo de cambio de 3,5 R\$/USD, genera un CENS del orden de 4,5 USD/kWh.

3.7.3 Colombia

Uno de los elementos cruciales para seleccionar el caso colombiano como referencia de análisis es que, en este país, el estudio de los costos de racionamiento presenta un alto nivel de desarrollo conceptual y también de consenso, particularmente en la formulación metodológica general de su cálculo. Los principales desafíos para la estimación de dicho costo se encuentran en la disponibilidad de información representativa de cada tipo de usuario y en el *trade-off* costo-precisión de los métodos directos de estimación.

3.7.3.1 Análisis de la Normativa Correspondiente

La normativa que regula los aspectos relacionados con la restricción o racionamiento del servicio se resumen a continuación:

- ✓ **Ley 143/1994 Ley Eléctrica:** en su artículo 88 establece que, ante la necesidad de ejecutar un racionamiento de energía eléctrica, el mismo debe regirse por el “Estatuto de Racionamiento”, y ordena a la CREG a que establezca dicho estatuto, a la vez que enuncia los principios y criterios generales que deben orientar a dicho estatuto.
- ✓ **Resolución CREG 119/1998 Estatuto de Racionamiento:** siguiendo el mandato de la Ley, la CREG estableció el estatuto de racionamiento cuyos preceptos principales incluyen:
 - Definición de las condiciones para declarar un racionamiento programado
 - Competencia de los diferentes agentes para declarar un racionamiento programado
 - Escala de prioridades para el racionamiento por sectores y categorías de usuarios.

La tabla en la figura siguiente presenta los valores del margen de racionamiento (MR) como porcentaje de la demanda racionada, y las categorías posibles de restricción.

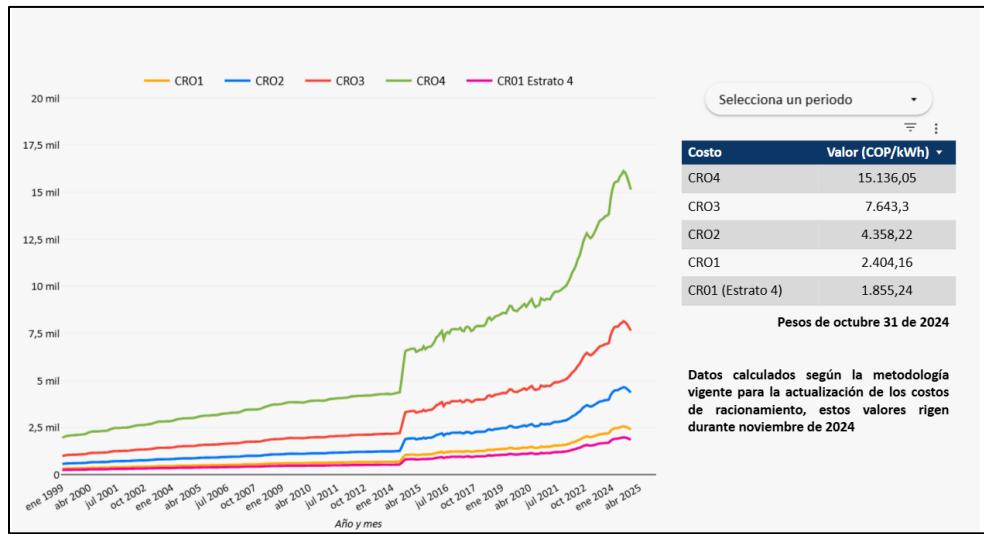
Figura 3 - Esquema de racionamiento por categoría de usuarios

Porcentaje semanal de racionamiento global (o nacional), MR	Circuitos para los cuales se aplicará un porcentaje semanal de racionamiento η
$1.5\% < MR \leq 3.0\%$	Residenciales y oficiales
$3.0\% < MR \leq 5.0\%$	Residenciales, oficiales y comerciales (exceptuando los usuarios no regulados eléctricamente aislables)
$5.0\% < MR \leq 10.0\%$	Residenciales, oficiales, comerciales e industriales (exceptuando los usuarios no regulados eléctricamente aislables)
$MR > 10.0\%$	Residenciales, oficiales, comerciales, industriales y usuarios no regulados eléctricamente aislables.

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

Por último, en la figura siguiente se muestra la evolución del costo incremental de racionamiento operativo (CRO) por estrato de MR. El costo está medido en pesos colombianos por kWh.

Figura 4 - Evolución del Costo de Racionamiento Operativo en Pesos Colombianos por kWh
 (Eje de las ordenadas: costo del racionamiento - Eje de las abscisas: fecha)



Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

3.7.3.2 Antecedentes Metodológicos

La estimación y aplicación del costo de racionamiento en Colombia, se constituye en base a las metodologías presentadas en los siguientes estudios:

a) Estudio de 1986 - Sistecom Ltda. Y Econometría Ltda¹⁸.

En este estudio se aplica una metodología para el cálculo del costo de falla para los distintos sectores que es específica al tipo de actividad por ellos realizada, y a la valoración de la restricción del servicio.

- **Sector Residencial, Comercial y Servicios:** la metodología aplicada para el cálculo del costo de racionamiento de cada uno de estos sectores es mediante la curva de demanda o la variación del excedente del consumidor.
- **Sector Industrial:** para este sector se recurrió al enfoque del Valor Agregado Perdido, el cual se modelizó con la siguiente ecuación que representa el costo total derivado de una restricción del servicio eléctrico.

$$CR = V_i \times T_i \times (1 - \alpha_i) + C_i \quad [19]$$

Donde:

CR : costo de racionamiento para el sector (\$)

V_i : valor agregado de la producción por unidad de tiempo (\$/horas)

¹⁸ Contratado por ISA con el consorcio de Sistecom Ltda. Y Econometría Ltda., titulado “Costos de racionamiento de energía eléctrica. sectores industrial, residencial, comercio y servicios, sistema interconectado colombiano”

T_i : tiempo efectivo de la suspensión de actividades debido al corte (horas)

α_i : factor de recuperación de la producción¹⁹ (entre 0 y 1)

C_i : costo de autogeneración o de generación de respaldo (\$)

b) *Estudio de 1997 - Universidades de Antioquia y Nacional Sede Bogotá²⁰.*

Los enfoques metodológicos desarrollados en el estudio de 1997 son los que se describen a continuación:

- **Sector Residencial:** la metodología utilizada, se basa en la teoría del bienestar, y trata de estimar el efecto total de racionar una determinada cantidad de energía “R” de acuerdo con la siguiente expresión:

$$ET = VC + (VA - P_{Mg}) \times R \quad [20]$$

Donde:

ET : efecto total de racionar R kWh de energía (\$).

VC : variación compensatoria (\$)

VA : valor apreciado por el consumidor, se determina por el criterio de la valoración contingente (\$/kWh)

P_{Mg} : precio o valor marginal de la energía (\$/kWh)

R : Cantidad de energía eléctrica racionada (kWh)

Conceptualmente, la VC es una medida de la pérdida de excedente del consumidor originada por el racionamiento. Se basa en la teoría del bienestar, que considera que un racionamiento produce un efecto equivalente al que se obtendría mediante un incremento del precio (tarifa), junto con una disminución simultánea del ingreso.

Por otra parte, el VA es una medida de la valoración implícita de los consumidores respecto de la energía eléctrica. Para estimar el VA se recurre a la **valoración contingente** que emplea un esquema de determinación directa del CENS vía encuestas. Las encuestas pueden tener un enfoque directo o uno indirecto. Las preguntas directas tratan de indagar al consumidor por la cantidad de dinero que estaría dispuesto a pagar para que no se le racione determinada cantidad de energía. El método indirecto consiste en observar las acciones (reales o hipotéticas) que el consumidor adoptaría para enfrentar una interrupción, en caso de que esta se produzca.

Por último, el costo unitario del racionamiento (\$/kWh) resulta del cociente entre el costo ET y la energía no suministrada R. En general, se plantean escenarios de cortes de diferente duración.

¹⁹ El factor de recuperación de la producción permite deducir del costo de racionamiento la fracción de la producción que puede ser recuperada con ciertas políticas como por ejemplo dobles turnos, horas extras, etc.

²⁰ Contratado por ISA para la UPME con las Universidades de Antioquia y Nacional Sede Bogotá, titulado “Metodología y costos del racionamiento eléctrico”.

- **Sectores Industrial y Comercial:** se utilizó una metodología de costeo directo, que consiste en sumar los costos fijos, y los costos variables del racionamiento, además de considerar el costo de autogeneración y de reducir el ahorro por la energía no consumida durante la restricción.

La especificación matemática de este enfoque es la siguiente:

$$CT = CF + CV_d + CV_g - S \quad [21]$$

Donde:

CT : costo total del racionamiento de energía (\$).

CF : costo fijo del corte, no dependen de la duración del corte, ejemplo costo de parada y reinicio de actividad, daños, producción perdida (\$)

CV_d : costos variables directos, como ser mano de obra inactiva, lucro cesante, costo de recuperar la producción, etc. (\$)

CV_g : costos variables de generación, costos de mantenimiento, y depreciación de equipos de generación. (\$)

S : ahorro de energía durante el corte o restricción del servicio. (\$)

Nuevamente, el costo unitario de la restricción surge del cociente entre el costo total (CT) y la energía no suministrada.

c) Estudio 2004: "Estudio de costo de racionamiento de electricidad y gas natural"²¹

La metodología de cálculo del costo de racionamiento, actualmente vigente en Colombia, fue consignada en el estudio del año 2004. Dicho estudio fue encomendado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) a la Unión Temporal Itansuca – Sinergía.

En lo referente al sector energía eléctrica, el estudio tuvo por objetivo la actualización de los valores de costo de racionamiento, efectuando una revisión de la metodología definida en dos estudios anteriores realizados en los años 1986 y 1997.

Por su parte, en lo relacionado al sector gas natural, el objetivo principal del estudio fue la definición de una propuesta metodológica para el cálculo del costo de racionamiento del servicio.

Los enfoques metodológicos desarrollados en el estudio de 2004 son los que se describen a continuación:

²¹ Encomendado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) a la Unión Temporal Itansuca – Sinergía, titulado "Estudio de costo de racionamiento de electricidad y gas natural", y que contiene a la metodología de cálculo del costo de racionamiento actualmente vigente en Colombia.

i. Usuarios Residenciales

La metodología general aplicada para esta categoría consiste en determinar el costo de oportunidad de los usuarios como consecuencia de la restricción del servicio.

En el estudio se cuantifican los costos de racionamientos (tanto no programados como programados) para diferentes momentos del día, duración y prolongación en el tiempo. Se considera también la decisión del usuario de invertir en equipamiento de respaldo o almacenamiento, lo que permite diferenciar el costo de falla de corto plazo del de largo plazo.

Para cuantificar el CENS se analizan los cambios en el bienestar del consumidor, los cuales son medidos mediante la denominada “variación compensada” o “variación equivalente”, también conocida como “variación compensadora” (Castro & Mokate, 1998), que es una medida monetaria de la pérdida de bienestar en el consumidor. Es decir, desde el punto de vista del bienestar, racionar el consumo produce un efecto idéntico al que se obtendría mediante un aumento del precio junto con una disminución del ingreso.

Adicionalmente a la variación compensatoria se incorpora, en el cálculo del CENS, la valoración contingente realizada por los usuarios.

Para determinar el CFLD es necesario identificar el momento en que el consumidor decide hacer inversiones para poder consumir el combustible o energético sustituto, lo que cambia la valoración de los costos estimados. Esto implica que, para cuantificar los costos de racionamiento de largo plazo, a la valoración compensadora estimada inicialmente hay que restarle la cantidad de energía racionada que se pudo sustituir mediante el uso de los nuevos equipamientos (que no eran una opción viable en el corto plazo). Por otra parte, la valoración contingente se debe redefinir mediante un conjunto de preguntas sobre la disponibilidad a pagar, sujeta al nuevo equipamiento.

La variación compensatoria tiene una serie de supuestos poco probables respecto de la posibilidad de sustituibilidad de energéticos, así se asume que el consumidor puede escoger el momento y el uso para ajustar su demanda suavemente al racionamiento, además se miden los costos asumiendo que la variación en la cantidad (restricción) es equivalente a la variación de precios.

Para los casos en que el sistema de precios no opera con la inmediatez supuesta (por ejemplo, para el caso de clientes regulados) se suele recurrir a la técnica de valoración contingente que simula un mercado hipotético, donde los consumidores pueden expresar su valoración por la electricidad, indicando la disponibilidad a pagar por ese bien.

La valoración contingente implica considerar que a las pérdidas en el bienestar del consumidor debido a un cambio en los precios de P^0 a P^1 , que replican el racionamiento de electricidad, se le suma la cantidad adicional al precio P^1 que los consumidores están dispuestos a pagar debido a que no pueden ajustar sus consumos. Esta pérdida depende de la tipología del racionamiento (programado o no programado) y de su duración.

Básicamente, la principal metodología para estimar la valoración contingente consiste en la construcción de mercados que pueden ser reales o hipotéticos, donde se pueden comprar y vender los bienes bajo análisis.

Con estos mercados se pretende medir la “Máxima disposición a pagar” –MDAP– y/o la “Mínima disposición a recibir compensación” –MDAC– por los bienes o servicios que se pretende proveer o racionar.

La forma de inferir estas variables es mediante un proceso de encuestas para determinar los beneficios obtenidos por un bien o servicio, así como permitirle al encuestado cuantificar su valor. Para ello, en el mercado hipotético que se plantea, el consumidor se ve forzado a decidir sobre un valor determinado que refleje su disposición a pagar por el bien o servicio, en este caso por no disponer de la electricidad.

Para revelar las disponibilidades marginales a pagar y a ser compensados de los usuarios, en el informe, se sugiere una correcta definición del cuestionario de la encuesta, que incluya preguntas directas y menús de opciones de identificación indirecta de las preferencias.

Adicionalmente a los métodos de encuestas para relevar la disponibilidad marginal a pagar o a ser compensado de los usuarios, se incluye un método de validación o verificación de dicha disponibilidad mediante el desarrollo de un modelo estadístico bajo la especificación *Logit-Probit*, que permite estimar la probabilidad de obtener ciertas respuestas²² en función de una serie de variables demográficas, económicas y sociales.

ii. Usuarios Industriales y Comerciales

La metodología para calcular el CENS consiste en comparar el flujo de fondos de la situación “sin” restricción, con el flujo de fondos de la situación “con” restricción. En la práctica sólo se estima un único flujo el flujo incremental.

Con los impactos identificados, el costo unitario de racionamiento corresponde al cociente entre el valor presente neto de la pérdida (suma algebraica de pérdidas, sobrecostos y ahorros) y el valor presente del volumen de electricidad racionado, ambos calculados con la tasa de descuento que se decida utilizar. Dicha tasa debe reflejar las condiciones del negocio sin el racionamiento.

En el documento analizado se presenta una metodología para obtener la curva de costos de racionamiento de energía (el porcentaje de demanda racionada vs. el costo unitario) para un sector de consumo específico. Luego se agregan las curvas de costos de racionamiento.

²² Bajo las pruebas at referéndum, los encuestados son consultados si aceptan un monto dado de dinero en compensación por una interrupción del servicio, y la respuesta a esta pregunta es dicotómica (sí o no), en este caso el modelo *Logit-Probit* permite calcular la probabilidad de obtener una respuesta dada (por sí o por no).

3.7.4 Resultados comparación Internacional

Si bien no resulta procedente la comparación directa de los valores de CENS de los países analizados, ello obedece a que, en el caso de los países de la UE, las metodologías para estimar el VoLL pueden diferir entre países y no son necesariamente iguales que la aplicada en el caso de Brasil y de Colombia. En efecto, mientras en algunos países europeos la metodología es homogénea a nivel nacional, en otros presenta variaciones relevantes; por su parte, en Brasil se observa una mayor segmentación tanto por categorías tarifarias como por regiones, lo que influye significativamente en los valores resultantes.

Por otra parte, el costo de falla de los países europeos presenta una significativa dispersión, originada principalmente por las diferentes matrices energéticas y sus respectivos costos de energía no suministrada.

Finalmente, considerar una media aritmética no considera los diferentes niveles de representatividad de los distintos países. Sin embargo, se incluye la siguiente tabla a modo de referencia de los valores de CENS.

Tabla 7 - Valores de Referencia CENS (USD/kWh) 2023

País	Sector / Racionamiento	(USD/kWh) 2023
Colombia	CR04	3,5
Colombia	CR03	1,8
Colombia	CR02	1,0
Colombia	CR01	0,6
Brasil	Industrial	5,7
Brasil	Comercio y Servicios	7,4
Brasil	Poder Público	5,0
Brasil	Servicio Público	3,1
Brasil	Rural e irrigación	5,1
Brasil	Residencial	8,1
Brasil	Residencial de baja renta	1,8
Europa	VoLL	7,1
Europa	VoLLA	4,0

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

3.7.5 Consideraciones de la Experiencia Internacional

De la experiencia internacional antes relevada, se pueden observar una serie de lineamientos metodológicos generales como los siguientes:

- a) **Segmentación de usuarios:** es práctica habitual segmentar los usuarios en función del tipo de actividad principal desarrollada en relación con el consumo de energía eléctrica. La razonabilidad de este procedimiento es que diferentes usos de la energía eléctrica implican diferentes valores del costo de no disponer del servicio y, por lo tanto, diferentes metodologías de estimación.
- b) **Periodicidad de los estudios:** no se observa que los estudios de cálculo del CENS se realicen con demasiada frecuencia, en su lugar, la política aplicada por los reguladores consiste en realizar un cálculo integral y comprensivo, con métodos directos (para ciertas categorías de usuarios) y métodos indirectos para todas las categorías, y posteriormente se aplican esquemas de actualización de los valores del CENS por la evolución de índices de precios específicos.
- c) **Aplicación de métodos indirectos:** en todos los casos analizados se emplean métodos indirectos para estimar el CENS y, para algunas categorías de usuarios, ciertos estudios aplican métodos directos. La razón de lo anterior es que los métodos indirectos tienen la ventaja de requerir información secundaria, de publicación oficial y libre disponibilidad, lo que genera significativas economías en términos de recursos monetarios y de tiempo, en comparación con los métodos directos.

4 PROPUESTA METODOLÓGICA

La metodología propuesta para el cálculo del costo de falla de corta y larga duración consiste en la cuantificación del valor que los distintos agentes económicos le asignan a la restricción del servicio. Para ello se sugiere la utilización en conjunto de diferentes enfoques de estimación a los fines de poder contar un cierto rango de valores de CENS en lugar de disponer de un valor único.

4.1 Clientes libres - SEN

Para el presente informe se adoptó la decisión de utilizar, principalmente, el método directo para el caso de los Clientes Libres, pues ha sido utilizado con éxito en los estudios pasados para los sectores minero, industrial, comercial y otros. Dicho método permite identificar el costo medio de la interrupción para categorías de usuarios típicas o representativas, utilizando métodos estadísticos. Además, en la mayoría de los sectores, la utilización del método directo se sustenta en el hecho de que existe un número acotado de consumidores y altos niveles de consumo, lo que permite que el levantamiento directo de información resulte en una caracterización adecuada de los costos de falla de cada segmento.

El cálculo del costo de falla se realizó mediante la aplicación de una encuesta que incluyó distintos módulos, tal como se muestra en la Tabla 8 siguiente.

Tabla 8 - Diseño conceptual del cuestionario

Módulos del Cuestionario a usuarios industriales	
1	Datos de Identificación y contacto del usuario: nombre de la empresa, domicilio, teléfono, nombre y cargo del informante, etc.
2	Datos de producción: ventas o ingresos operativos, costos operativos del último año, cantidad de personal, régimen de funcionamiento de la empresa (días, horarios, turnos), remuneraciones pagadas durante el último año.
3	Datos de conexión al servicio eléctrico: capacidad total conectada, capacidad total contratada con proveedor, nombre de la empresa que presta el servicio eléctrico, subestación o barra de conexión para la compra de energía, autoproducción
4	Datos de compras, ventas y autogeneración de energía eléctrica durante los últimos años (en kWh y \$)
5	Datos referidos a la disponibilidad de equipos de respaldo: tipo de equipamiento, características técnicas (marca, modelo, combustible que usa, capacidad, etc.), rendimiento, etc.
6	Datos sobre calidad actual del servicio: cantidad de interrupciones durante el último año, satisfacción del cliente, comparación de la calidad del servicio con respecto a 4 años atrás.
7	Datos sobre las molestias que experimenta la empresa ante interrupciones intempestivas del servicio eléctrico.
8	Detalle de los costos que experimenta la empresa si se producen interrupciones intempestivas del servicio eléctrico.
9	Ejercicio de valoración contingente/valoración conjunta para estimar el costo de falla a través de la disposición media a pagar o disposición media a aceptar compensación.

Módulos del Cuestionario a usuarios industriales	
10	Datos sobre las estrategias de la empresa y los costos que enfrenta en el caso de racionamientos de energía eléctrica: reducción de consumo de energía, autogeneración con equipos preexistentes, nuevos o arrendados, sustitución por otros combustibles durante el proceso productivo, etc.
11	Costos asociados a distintas estrategias para enfrentar escenarios de racionamiento de energía, expresados como porcentaje de las ventas totales de la empresa.

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

En cuanto a la estimación concreta del CFLD a partir de los datos recopilados en la encuesta, hay dos módulos particularmente relevantes en la tabla anterior. En el módulo 5, se indaga acerca de la tenencia de equipos de autogeneración por parte de los usuarios, la capacidad de generación y características técnicas de los mismos. A su vez, se registra el tipo de combustible que utilizan y su rendimiento (kWh por litro o por metro cúbico de combustible). De este modo, y utilizando precios referenciales de los combustibles, se obtiene una estimación del costo de autogeneración que enfrentan los clientes encuestados.

Luego, a través del módulo 10 de la encuesta, se realizan preguntas acerca de las estrategias que implementaría el usuario ante racionamientos anunciados de energía eléctrica (considerando distintos escenarios). También se pregunta acerca de los costos que estima el usuario, asociado a distintas estrategias para enfrentar un racionamiento de energía: compra o arriendo de equipos de autogeneración, sustitución de electricidad por otro combustible, disminución o pérdida de producción de bienes intermedios o finales, entre otros. Estos costos se registran como porcentaje de las ventas totales de la empresa (esta variable se registra en el módulo 2 de la encuesta). Luego, para cada escenario de racionamiento planteado es posible estimar el costo de falla de largo plazo a partir del costo total asociado a las estrategias adoptadas para enfrentarlo, dividido por el consumo promedio en cada caso.

Con relación al CFCD, se utiliza la misma herramienta de la encuesta, pero para evaluar el impacto en los consumidores de fallas de muy corto plazo y sin aviso previo. De esta forma, se puede destacar la información recopilada mediante el módulo 8 de la tabla anterior. Al igual que lo señalado para el costo de falla de larga duración, en el desarrollo de la encuesta se consulta a los usuarios acerca de los costos económicos asociados a fallas eléctricas intempestivas. De este modo, es posible obtener una estimación del costo de falla a partir del enfoque de costeo directo, estimando el costo económico que representa para el usuario una falla intempestiva de ciertas características. Luego, calculando el cociente entre este costo y el consumo de energía promedio durante la falla es posible obtener una estimación del costo por kWh.

En el diseño de la encuesta, se consideraron fallas de distinta duración, comenzando con fallas de hasta 20 minutos de duración, fallas de 1 hora, fallas de hasta 4 horas y fallas de duración superior a 4 horas. En cada caso, se indagó acerca del efecto de las mismas sobre las actividades de la empresa, las posibles pérdidas de producción, la posibilidad de recuperar al menos en parte la producción perdida en caso de falla y los costos asociados.

4.1.1 Procedimiento de estimación del CFLD por Método Directo

El procedimiento de estimación consta de las siguientes etapas:

- a) **Escenarios de Racionamiento Anunciado:** se definen 12 escenarios de racionamiento anunciado en función de su duración (1, 2 o 10 meses) y su profundidad (5, 10, 20 y 30%).
- b) **Disposición a Utilizar Equipos de Autogeneración de Respaldo:** para cada escenario de racionamiento anunciado, se identifica la proporción de usuarios que reportaron la tenencia o disposición a comprar/arrendar equipos de autogeneración de respaldo para afrontar el mismo.
- c) **Energía Autogenerada:** para cada escenario de racionamiento anunciado, se calcula la energía autogenerada como el producto entre el consumo medio mensual, la duración en meses y la profundidad del racionamiento. Se aplica luego una reducción adicional del 20% asociada a la flexibilidad esperada por parte de los usuarios para reducir consumos no esenciales en dichos eventos (estimación del consultor en función de estudios que evalúan la potencial gestión de demanda de grandes usuarios). Dicho porcentaje de reducción se aplica únicamente en aquellos usuarios que reporten la reducción de consumos no esenciales para el proceso productivo de la planta.
- d) **Costo Medio de Autogeneración de Respaldo:** para cada escenario de racionamiento anunciado, se calcula el costo medio de la energía autogenerada (CLP/kWh). Se toman en cuenta los siguientes parámetros:
 - a. Potencia del equipo típico utilizado (en kVa) – Reportado por la encuesta
 - b. Consumo medio de un equipo típico al 100% de capacidad (galones/hora) – Información externa relevada por el Consultor.
 - c. Costo del diésel, utilizado para calcular el costo variable – Información externa relevada por el Consultor.
 - d. Costo de inversión anualizado o, alternativamente, costo de arrendamiento del equipo (el que resulte menor); utilizados para calcular el costo fijo medio – Información externa relevada por el Consultor.
- e) **Valorización del Costo de Autogeneración:** se calcula el costo de autogeneración como el producto entre el costo medio (D) y la energía racionada (C). Este costo aplica en una proporción equivalente a la de usuarios que reportaron disposición a utilizar equipos de autogeneración (B).
- f) **Pérdida de Producción o Disposición a Invertir en Estrategias Adicionales para afrontar Racionamientos Anunciados:** se evalúa la disposición de los usuarios a invertir un porcentaje de sus ingresos anuales en medidas de eficiencia energética y otras estrategias adicionales que permitan afrontar la situación de racionamiento. Se compara dicho porcentaje con la pérdida de producción esperada por el usuario debida al racionamiento (expresada como porcentaje sobre sus ingresos).
- g) **Valorización de la Disposición adicional a Pagar:** se calcula la disposición adicional a pagar como el producto entre los ingresos anuales promedio y el máximo entre ambos porcentajes reportados: disposición a invertir en medidas de eficiencia energética u

estrategias adicionales vs. pérdida de producción (F). Dicha disposición se divide por el consumo promedio de los agentes para las distintas duraciones de interrupción con el objetivo de expresarla en términos de CLP/kWh.

- h) **Costo de Falla de Larga Duración:** finalmente, se calcula el CFLD como la suma del costo de autogeneración (E) y de la disposición a pagar adicional (G).

4.1.2 Procedimiento de estimación del CFCD

El procedimiento de cálculo del CFCD consta de las siguientes etapas:

- a) **Pérdida de ingresos asociado a la falla intempestiva:** se identifica el tiempo efectivo de paralización de actividades reportado por los usuarios para las distintas duraciones de fallas intempestivas. Dicho tiempo es valorizado en función del ingreso horario promedio reportado por los usuarios. Asimismo, se ajusta dicho valor en función del porcentaje de pérdida de procesos productivos que la falla implica y el porcentaje de producción recuperable mediante turnos extra u otras medidas alternativas.
- b) **Costos directos asociados a la recuperación de actividades tras la falla intempestiva:** se evalúa los costos directos asociados a la recuperación de actividades tras la falla intempestiva. Esto abarca costo de salarios y remuneraciones de la mano de obra utilizada para la recuperación de la producción, el costo de materiales o insumos intermedios irrecuperable, el costo de operación de equipos de respaldo y el costo de reparación/sustitución de maquinarias y equipos sensibles a averías ante fallas intempestivas.
- c) **Costo de Falla de Corta Duración:** finalmente, se calcula el CFCD como la suma de ambos componentes dividido por el consumo promedio de los usuarios para las distintas duraciones de falla intempestiva.

4.2 Clientes Regulados - SEN

La utilización de métodos para el cálculo del Costo de Falla de clientes regulados cuenta con numerosos antecedentes. Como evidencia internacional, se pueden citar los tres ejemplos considerados en la sección 3.7 que refieren al cálculo del costo de falla y aplicación del mismo con fines regulatorios en los países de la Unión Europea, el caso de Brasil, y también Colombia.

El elemento común, en todos los casos analizados, es el empleo de métodos indirectos y específicamente la Teoría del Intercambio Trabajo-Ocio como metodología para la valuación de la disponibilidad marginal a pagar o a aceptar.

En ese contexto, el antecedente fundamental en la determinación del costo de falla para los usuarios pertenecientes al segmento regulado corresponde al ingreso promedio de la población y la distribución de la jornada laboral y de ocio.

La categoría de clientes regulados se compone principalmente de usuarios del tipo residencial y comerciales pequeños. Los métodos que aplican para calcular el CENS de estas categorías son métodos indirectos que permiten determinar el costo de falla con base en información secundaria.

Los enfoques metodológicos a aplicar para el cálculo del costo de falla de larga y corta duración en los clientes regulados se describen a continuación:

4.2.1 Procedimiento de estimación del CFLD por Método Indirecto

A continuación, se indican las metodologías para el cálculo del CFLD de clientes regulados, de acuerdo a su sector productivo.

a) Clientes Residenciales

- I. Enfoque indirecto a través de la estimación de la Curva de Demanda.

b) Clientes Industriales

- I. Enfoque indirecto a través de la estimación de la Curva de Demanda.
- II. Enfoque indirecto a través la estimación de Costos de Respaldo a las categorías industrial y comercial del sector productivo.

c) Clientes Comerciales

- I. Enfoque indirecto a través de la estimación de la Curva de Demanda.
- II. Enfoque indirecto a través la estimación de Costos de Respaldo a las categorías industrial y comercial del sector productivo.

4.2.2 Procedimiento de estimación del CFCD por Método Indirecto

A continuación, se indican las metodologías para el cálculo del CFCD de clientes regulados, de acuerdo a su sector productivo.

a) Clientes Residenciales

- I. Enfoque indirecto a través de la estimación de la Curva de Demanda.
- II. Enfoque indirecto a través de la Teoría de Intercambio entre Trabajo-Ocio.

b) Clientes Industriales

- I. Enfoque indirecto a través de la estimación de la Curva de Demanda.

c) Clientes Comerciales

- I. Enfoque indirecto a través de la estimación de la Curva de Demanda.

4.3 Clientes SSMM

El cálculo del costo de falla en los Sistemas Medianos (SSMM) presenta diversas dificultades asociadas, principalmente, al reducido tamaño o escala de estos sistemas eléctricos y a la falta de desagregación de ciertas variables macroeconómicas. Por ejemplo, la aplicación del método basado en el Valor Agregado Perdido de producción requiere información del Producto Geográfico Bruto para el área de influencia del SM; los métodos del Intercambio Trabajo-Ocio exigen conocer el nivel de ingreso regional y, además, asumir que la totalidad de la región está abastecida por el respectivo SM, condición que resulta poco probable en la práctica.

Debido a estas limitaciones, el CENS en los SSMM se estimará mediante métodos indirectos, similares a los utilizados para el SEN, pero incorporando ajustes y correcciones en parámetros específicos que reflejen las características propias de los SSMM.

Las consideraciones metodológicas para calcular el CENS de los SSMM son las siguientes:

- ✓ **Enfoque de la Curva de Demanda:** los principales parámetros requeridos por este método para ser aplicado en forma independiente a los SSMM son: a) tarifa monomárfica de electricidad; b) consumo de electricidad por hogar; y, c) elasticidades (precio e ingreso). El único parámetro que debe ser considerado a nivel nacional o regional es el nivel de ingreso del hogar.
- ✓ **Enfoque del Intercambio Trabajo-Ocio:** para el SEN, la variable correspondiente al ingreso horario puede ser estimada a nivel nacional o, bien, a nivel regional²³. En cambio, para cada SSMM, si bien no es posible contar con información desagregada para el ingreso, si se puede determinar el consumo de energía horario por clientes de manera específica, utilizando la información comercial proporcionada por las empresas distribuidoras.
- ✓ **Enfoque del Costo de Respaldo:** para aplicar este enfoque a los SSMM, los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento son definidos por las características técnicas y valores de mercado (nacional o internacional) de los equipos. Por lo tanto, la única variable que puede diferenciarse a nivel zonal es el costo del combustible diésel.
- ✓ **Enfoque de Valor Agregado Perdido:** dado la imposibilidad de obtener información del producto bruto sectorial por zona, se seguirá la estrategia de calcular el CENS a nivel nacional y segmentarlo para SEN y SSMM en función de los retiros de energía de cada sistema.

Los clientes de estos sistemas son todos regulados y, salvo excepciones, son residenciales, comerciales y pequeña industria. Las actividades industriales relevantes en estas zonas son todas

²³ El nivel de desagregación de la variable ingresos familiares de fuente oficial y libremente disponible es por zona o región, y no necesariamente a nivel local de SSMM.

autoabastecidas y no están conectadas a las redes de las distribuidoras. Esto ocurre principalmente porque las actividades mineras e industriales importantes de estas regiones son grandes con relación al sistema y/o porque sus consumos están alejados de las áreas de servicio público.

En virtud de la naturaleza y la distribución de los consumos, para efectos del presente informe se propone la siguiente asignación respecto a los Sistemas Medianos:

- **SSMM 1:** Cochamó, Hornopirén y Palena
- **SSMM 2:** Aysén, Puerto Cisnes y General Carrera,
- **SSMM 3:** Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto William

5 METODOLOGÍA DE OBTENCIÓN DE INFORMACIÓN MÉTODOS INDIRECTOS

Para el caso de los métodos indirectos, el CENS se calcula cuantificando las actividades sacrificadas por los agentes y el valor de la producción perdido debido a la interrupción del suministro eléctrico, o bien el costo en que incurren los agentes para evitar dichas pérdidas ante la restricción del servicio.

Así, para los métodos indirectos la información generalmente utilizada es del tipo secundaria y las principales fuentes son Organismos de Estadísticas, Agentes Reguladores y Empresas del Sector.

En las siguientes subsecciones se especifica la información requerida según los métodos de estimación empleados, cuyos valores considerados se encuentran contenidos en una base de datos anexa a este informe, publicada en el sitio web de la Comisión.

5.1 Método de la curva de demanda (variación equivalente y variación compensatoria)

El CENS mediante este enfoque se calcula a partir de las variaciones del excedente del consumidor, y la identificación de la disponibilidad marginal a pagar de los usuarios para disponer de la unidad de energía restringida, por una parte, o el ingreso marginal que los usuarios están dispuestos a aceptar en compensación por la restricción del servicio, por otra.

Para calcular el CENS es necesario, en primera instancia, estimar los parámetros que caracterizan la demanda de energía, en particular, las elasticidades, y precio e ingreso de la demanda, tanto en el corto como en el largo plazo.

5.1.1 Elasticidades

Para determinar las elasticidades se pueden utilizar diferentes enfoques y fuentes de datos:

- a) **Estimación econométrica:** a partir de información de ventas de energía por categoría de usuario y tarifa media de venta se estiman los parámetros de elasticidad precio e ingreso. La estimación econométrica se realiza aplicando el “modelo de ajuste parcial”, y la fuente de datos son información disponible de esta Comisión o las empresas del sector en Chile.
- b) **Metaanálisis:** es una metodología para validar los valores obtenidos por métodos econométricos mediante su comparación con los resultados de estudios académicos o regulatorios(Labandeira, 2017).
- c) **Benchmarking:** adicionalmente se puede efectuar una validación con otros valores típicos o de referencia en la literatura internacional para el caso de países en desarrollo (Benavente y otros, 2005), (Westley, 1992) (GME, 2023).

5.1.2 Variables de gestión comercial

Las variables requeridas para el análisis son:

- a) **Precio de la electricidad:** tarifa monómica para cada categoría de usuarios.
- b) **Ventas de energía:** venta total de electricidad por categoría tarifaria en pesos.
- c) **Consumo de electricidad:** venta total de electricidad por categoría tarifaria en kWh.

La fuente de datos de estas variables son los informes de gestión de las empresas distribuidoras, así como también informes propios de esta Comisión.

5.1.3 PIB per cápita

Se utiliza como proxy del ingreso disponible de los usuarios. La fuente para esta variable es Cuentas Nacionales del Banco Central.

5.2 Teoría del intercambio trabajo-ocio (Sector Residencial)

En términos conceptuales, esta metodología valoriza el CENS para los usuarios residenciales a partir del costo de oportunidad de las actividades de ocio y domésticas que se pierden a consecuencia de las interrupciones del servicio.

A continuación, se describen las fuentes y los criterios de procesamiento de las variables involucradas en el cálculo del CENS mediante la teoría del intercambio trabajo-ocio.

5.2.1 Ingreso medio mensual de los trabajadores:

Para el cálculo del ingreso medio mensual de los trabajos hay diferentes fuentes de información y metodologías de aproximación. Para efectos del presente informe, se consideran las siguientes:

- a) **Remuneraciones o ingresos:** serie de remuneraciones y costos laborales publicadas por el INE, así como series de ingresos corregidos por hogar provenientes de la encuesta CASEN. Adicionalmente, se utilizan series de las estadísticas de ingresos y gastos de los hogares, también publicadas por INE.
- b) **Serie Salario de la OIT:** esta variable puede ser calculada considerando el salario medio mensual, adicionando las remesas por habitante, con base en las siguientes fuentes:
 - i. Salario medio: Global Wage Report 2022-23 “The impact of COVID-19 and inflation on wages and purchasing power”. Organización Internacional del Trabajo (OIT), 2022.
 - ii. Remesas: World Bank Indicadores de desarrollo. Serie Remesas de trabajadores y compensación de empleados, recibidas (% del PIB), 2022.
 - iii. Cantidad de habitantes: CEPAL.

- c) **Método de inferencia a partir de cuentas nacionales:** consiste en obtener el valor del ingreso medio a partir del cociente entre el PIB y la cantidad de empleados, las variables involucradas y sus fuentes, se describen a continuación:
- i. PIB: Producto Interno Bruto, fuente: Banco Central de Chile.
 - ii. Población Total: Cantidad de habitantes, fuente: INE, Estadísticas Demográficas.
 - iii. Población en edad de trabajar: porcentaje de la población total en edad económicamente activa, fuente: INE, Estadísticas del Mercado Laboral.
 - iv. Población económicamente activa: fuente: INE, Estadísticas del Mercado Laboral.
 - v. Tasa de Ocupación: fuente: INE, Estadísticas del Mercado Laboral.

5.2.2 Demanda residencial de energía por usuario.

La demanda residencial se aproxima a partir de las ventas de energía eléctrica facturada a usuarios finales residenciales, en GWh; y, la cantidad de usuarios residenciales. Dicha información se extrae desde la gestión comercial de las empresas distribuidoras.

5.3 Metodología del Valor Agregado perdido del Sector Productivo (Sectores Comercio e Industria)

Las fuentes y los criterios de procesamiento de las variables involucradas en el cálculo del CENS por el presente enfoque son las que se describen a continuación:

5.3.1 PIB sectorial

Para determinar el CENS de los sectores comercial e industrial se requiere información sobre el valor agregado (PIB), el consumo de electricidad y la elasticidad-ingreso de ambos sectores. La fuente de datos para estas variables es el sistema de Cuentas Nacionales, pero alternativamente se puede obtener la información a partir de las bases de datos y publicaciones estadísticas de la CEPAL²⁴.

5.3.2 Consumo de electricidad

Las ventas de energía eléctrica de los sectores industrial y comercial pueden ser obtenidas de la misma fuente que la demanda de energía residencial del enfoque de la curva de demanda, es decir, a partir de información disponible de esta Comisión o de las empresas de distribución.

5.3.3 Elasticidad ingreso de la demanda de energía eléctrica

Como se mencionó anteriormente, existen diferentes enfoques para la determinación de los coeficientes de elasticidad, es decir, mediante modelos econométricos con diferentes especificaciones, metaanálisis y *benchmarking*.

²⁴ <https://www.cepal.org/es/datos-y-estadisticas>.

5.3.4 Índice de electrificación

El CENS es afectado por el índice de electrificación a efecto de considerar solo los usuarios que tienen acceso a la red eléctrica. De lo anterior, se utilizará el índice publicado por Ministerio de Energía en el Mapa de Vulnerabilidad Energética de mayo de 2019²⁵.

5.4 Estimación mediante los Costos de Respaldo (Sectores Comercio e Industria)

Con esta metodología, el CENS se aproxima a partir de la disponibilidad marginal a pagar de los usuarios de los costos de sustitución o de autogeneración, con el objeto de contar con una fuente alternativa y evitar el efecto de las interrupciones del servicio.

Para aplicar esta metodología se deben plantear escenarios sobre la duración de las restricciones del servicio. Al respecto, se propone considerar restricciones del servicio de 18 horas, las cuales surgen del valor establecido en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución para el indicador TIC (Tiempo Interrupciones a Clientes) para una densidad de red media, a la que se le agrega el promedio de la duración de las interrupciones del servicio por razones externas a las instalaciones de distribución, es decir, originadas en transmisión y generación, las cuales son del orden de 1,6 hrs anuales²⁶ y el promedio de la duración de las interrupciones por fuerza mayor en torno a 5 hrs anuales. Para suministrar energía en la interrupción se consideraron los costos de equipos generadores de 10 y 40 kW de capacidad instalada para el sector comercio; y de 150 kW de capacidad instalada para la industria.

Las variables involucradas en el análisis son las siguientes:

5.4.1 Costo de adquisición de los equipos

Con el costo de adquisición del equipo se determina la anualidad de los activos, a partir de una tasa de descuento del 10%, y una vida útil promedio de 20 años. El costo de adquisición es el costo total puesto en el país de equipos de generación diésel (nuevos), así, en caso de que el equipamiento sea de fabricación extranjera, corresponde agregar a los costos de fábrica, los cargos necesarios para determinar el valor FOB más un porcentaje por el costo de transporte hasta la aduana.

5.4.2 Costos de Operación y Mantenimiento (O&M)

Se considerará un valor unitario referencial calculado como de 3% a 3,5% anual respecto al costo total de la inversión.

²⁵ https://energia.gob.cl/sites/default/files/documento_de_metodologia_y_resultados_0.pdf

²⁶ Fuente: Resumen Mensual de la Industria Energética de enero de 2025 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

5.4.3 Costo del diésel

Se propone considerar como fuente los informes desarrollados por el *Fiscal Affairs Department* del Fondo Monetario Internacional²⁷, o bien información basada en el Reporte de Precios de Combustible publicado por esta CNE.

5.5 Resumen de las metodologías para la estimación del CENS

Se presenta en la tabla siguiente un resumen de las diferentes metodologías propuestas para aproximar el costo de la energía no suministrada. Adicionalmente se consignan las principales variables involucradas en el cálculo y las respectivas fuentes de datos.

Tabla 9 - Metodologías propuestas para aproximar el costo de la energía no suministrada

Método	Variables	Metodología	Fuente
Curva de demanda (VE-VC)	Elasticidades precio e ingreso de corto y largo plazo	✓ Estimación econométrica (modelo de ajuste parcial). ✓ Metaanálisis ✓ Benchmarking Internacional	✓ Ventas de energía por categoría (en pesos y en MWh), (Datos de las empresas). ✓ Tarifas monómicas (Datos de las empresas) ✓ Ingreso Disponible o PIB (Cuentas Nacionales – Mercado Laboral)
Intercambio Trabajo-Ocio	✓ Ingreso medio mensual ✓ Demanda máxima residencial ✓ Asignación de las horas de un día típico a las distintas actividades (descanso, domésticas y recreación) ✓ Ponderación del impacto de la restricción en cada hora.	✓ Ingreso mensual: 1) Fuente variable “Salarios” Cepal; 2) Ingreso por trabajador (Cuentas Nacionales). ✓ Demanda Residencial: 1) Ventas en MWh al sector residencial; 2) Usuarios Residenciales ✓ Asignación y ponderación de horas por actividad	✓ CEPAL ✓ Cuentas Nacionales ✓ Empresas Distribuidoras ✓ CNE. ✓ Bibliografía académica.
Valor Agregado Perdido	✓ Coeficiente de elasticidad ingreso de la demanda	✓ Relevamiento de Información secundaria con fuente	✓ PIB sectorial: sistema de Cuentas Nacionales, o CEPAL.

²⁷ www.imf.org/en/Topics/climate-change/energy-subsidies.

Método	Variables	Metodología	Fuente
	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Producto Interno Bruto del sector considerado ✓ Consumo de electricidad ✓ Índice de electrificación 	en Organismos de Estadística	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Consumo de electricidad: empresas de distribución y CNE. ✓ Elasticidad ingreso de la demanda de energía eléctrica: modelos econométricos con diferentes especificaciones, metaanálisis y benchmarking. ✓ Índice de electrificación: CEPAL.
Costo de los equipos de respaldo	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Costo de adquisición de los equipos. ✓ Tasa de descuento regulatoria, ✓ Vida útil promedio de los equipos. ✓ Costo del combustible (diésel) ✓ Costos de Operación y Mantenimiento (O&M). 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Costo de adquisición de los equipos: costo total puesto en el país de equipos de generación diésel (nuevos), incluye los cargos necesarios para determinar el valor FOB más un porcentaje por el costo de transporte hasta la aduana. ✓ Costos de Operación y Mantenimiento (O&M): se considera un porcentaje anual respecto al costo total de la inversión. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Consultas de precios a fabricantes. ✓ Impuestos y costos de traslado y montaje → Normativa vigente y precios

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

6 LEVANTAMIENTO DE DATOS A TRAVÉS DE MÉTODO DIRECTO

El objeto de este capítulo es describir el diseño de una encuesta, y su aplicación, que permita obtener información confiable, pertinente y relevante del efecto de no contar con suministro de cada uno de los clientes encuestados.

A continuación, se detallan los aspectos fundamentales de un proceso que debiera conducir a estimaciones de costos de falla de corta y larga duración, respaldados en información válida y representativa de los sectores a los que se dirige.

6.1 Universo de Clientes Libres

La encuesta a clientes libres se aplicó a los clientes libres en el SEN. Esto se debe a que, por el número y variedad de empresas, es válido usar una metodología estadística y obtener resultados extrapolables al universo. En los sistemas medianos no se aplica esta metodología. Lo anterior porque, en primer lugar, los clientes son todos o casi todos regulados. En segundo lugar, en estos sistemas los clientes no residenciales son de pequeños tamaños relativo (salvo excepciones, con menos de 500 kW de potencia conectada). En tercer lugar, se trata de sectores muy disímiles unos de otros. Entre ellos están Cochamó y Hornopirén en la Región de Los Lagos, Aysén, Puerto Cisnes y General Carrera en la región de Aysén y Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Williams en la Región de Magallanes. Por estas razones, se requeriría un estudio especial para cada uno de ellos, lo que es inviable en el contexto del presente informe.

Para establecer el universo de Clientes libres del SEN, se consideró como referencia las ventas mensuales de energía del periodo enero 2023 – octubre de 2024, informadas por el Coordinador Eléctrico Nacional en el contexto del envío de información a que hace referencia la Resolución Exenta CNE N°247, de 06 de abril de 2018.

A partir de la información de balance de transferencias respecto de los Retiros de energía para el periodo enero 2024 y octubre 2024, se construyó el universo de clientes libres y, por consiguiente, el marco muestral para el levantamiento de datos del presente informe.

A continuación, en la siguiente tabla, se muestran las ventas de energía del universo de empresas consideradas por sector y subsector económicos:

Tabla 10 - Universo y Marco Muestral (kWh)

Sector Económico	Subsector Económico	Ventas de Energía (MWh)	Participación (%)
Comercial, Público, Residencial	Comercial	2.890.577	7,2%
	Público	104.226	0,3%
	Residencial	5.111	0,0%
Energético	Electricidad	13.018	0,0%
	Gas Natural y Metanol	15.282	0,0%
	Petróleo y Gas Natural	136.537	0,3%
	Plantas de Gas	1.675	0,0%
Industrial	Agua	102.854	0,3%
	Alimentos	2.050.374	5,1%
	Cemento	375.009	0,9%
	Industrias Varias	7.063.568	17,6%
	Papel y Celulosa	1.458.772	3,6%
	Petroquímica	29.922	0,1%
	Portuario	1.555	0,0%
	Siderurgia	96.626	0,2%
Minero	Cobre	23.291.907	58,1%
	Hierro	593.220	1,5%
	Minas Varias	789.497	2,0%
	Oro	992	0,0%
	Salitre	503.055	1,3%
Transporte	Aéreo	1.542	0,0%
	Marítimo	29.286	0,1%
	Terrestre	467.236	1,2%
	Transportes Varios	17.545	0,0%
S/I	S/I	60.254	0,2%
Total		40.099.640	100,0%

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

En la tabla anterior se observa que las ventas de energía, en el periodo considerado, ascienden a 40.099.640 MWh, en donde el 62,8% corresponde al sector minero, 27,9% al sector industrial, 7,5% al Comercial, Público, Residencial, 1,4% al sector transporte y un 0,4% al sector energético.

6.2 Universo y Marco Muestral

A partir de la definición expuesta en la sección anterior y considerando la información propia de la CNE, respecto de los Retiros de energía para el periodo enero 2024 y octubre 2024, se construyó el Universo y, por consiguiente, el Marco Muestral para el levantamiento de datos del presente informe:

Tabla 11 - Universo y Marco Muestral (kWh)

Sector Subsector	Comercial, Público, Residencial	Energético	Industrial	Minero	Transporte	Total general
Aéreo					1.542	1.542
Agua			102.854			102.854
Alimentos	462		2.049.912			2.050.374
Cemento			375.009			375.009
Cobre				23.291.907		23.291.907
Comercial	2.890.577					2.890.577
Electricidad		13.018				13.018
Gas Natural y Metanol		15.282				15.282
Hierro				593.220		593.220
Industrias Varias	598		7.062.971			7.063.568
Marítimo					29.286	29.286
Minas Varias				789.497		789.497
Oro				992		992
Papel y Celulosa			1.458.772			1.458.772
Petróleo y Gas Natural		136.537				136.537
Petroquímica			29.922			29.922
Plantas de Gas		1.675				1.675
Portuario			1.555			1.555
Público	104.226					104.226
Residencial	5.111					5.111
S/I						60.254
Salitre				503.055		503.055
Siderurgia			96.626			96.626
Terrestre					467.236	467.236
Transportes Varios					17.545	17.545
Total general	3.000.973	166.512	11.177.621	25.178.671	515.610	40.099.642

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

Los clientes registrados en la base de datos de la CNE realizan retiros de energía que acumulan más de 40 millones de kWh en el período.

6.3 Tamaño y distribución de la Muestra realizada

El diseño muestral se estructuró para garantizar la representatividad del universo de la industria objetivo correspondiente a los Clientes Libres. Para ello, la metodología considerada fue probabilística, estratificada, y consideró el tipo de actividad económica, tamaño de consumidor y localización de los consumos.

El procedimiento para determinar la muestra fue el siguiente:

- I. Se identifican los clientes presentes en las ventas de energía consideradas en la sección anterior, clasificándolas por sector y subsector económicos.
- II. Posteriormente, se ordenaron los clientes (y faenas) de mayor a menor consumo, considerando para ello la información de enero de 2023 a octubre de 2024.
- III. Adicionalmente, se aplicó un criterio de estratificación para asegurar la inclusión proporcional de las principales zonas geográficas donde operan las industrias, según los sistemas de interconexión pertinentes. En la muestra se consideraron todas las regiones exceptuando las regiones australes, estas zonas se encuentran fuera de los rangos de acción de los sistemas propios del presente informe.
- IV. Luego, se identificaron tres grupos de consumo o clúster que contenían al 33%, 33% y 34% de los registros.
- V. Posteriormente, se realizó un sorteo aleatorio dentro de cada Percentil (33%, 33%, 34%) hasta alcanzar la muestra deseada y definida para ese clúster.

Este procedimiento, dio como resultado un sorteo de 165 empresas en una primera etapa.

Sin embargo, debido a la dificultad para completar las entrevistas, fue necesario hacer un segundo y tercer sorteo con las mismas características. El detalle del procedimiento para determinar el reemplazo de una empresa se puede revisar en el Estudio del Consultor. De esta manera, en total se sortearon 290 registros, los que corresponden al marco muestral que cumple con las características definidas como procedimiento de selección muestral antes referido.

Se hace presente que, aun cuando el estudio tiene las complejidades habituales de cualquier investigación de mercados, la encuesta contenía preguntas que hicieron que las empresas rechazaran la posibilidad de responder, en especial aquellas relativas a los ingresos, costos y dotación de personal.

De lo anterior, la distribución los clientes de la muestra resultante, por sector económico y subsector económico, se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 12 - Tamaño y distribución de la Muestra realizada

SubSector	Sector Económico					
	Comercial, Público, Residencial	Energético	Industrial	Minero	Transporte	Total
Alimentos			12			12
Cobre				10		10
Comercial	15					15
Hierro				3		3
Industrias Varias			17			17
Minas Varias				3		3
Papel y Celulosa			1			1
Petróleo y Gas Natural		1				1
Petroquímica			1			1
Publico	1					1
Terrestre					1	1
Total general	16	1	31	16	1	65

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

De la tabla anterior, se observa que los sectores considerados permiten representar al 96,3% de los sectores económicos. Entre ellos, se observa que los sectores de minería, industrial y Comercial, Público, Residencial son los que concentra una mayor cantidad de empresas.

6.4 Ponderación de los datos y validez de la muestra obtenida

A partir de la información del universo y de la muestra obtenida, se ponderaron los resultados considerando la cantidad de retiros por sector y subsector.

Para obtener una representación de los datos, estos se deberán ponderar por las proporciones descritas en la sección anterior. Por lo tanto, con la muestra se pretende representar a clientes con un Retiro Total de 38.398.156 MWh en la muestra final.

Tabla 13 - Total de Retiros MWh

	Comercial, Público, Residencial	Energético	Industrial	Minero	Transporte	Total general
Alimentos			2.049.912			2.049.912
Cobre				23.291.907		23.291.907
Comercial	2.890.577					2.890.577
Hierro				593.220		593.220
Industrias Varias			7.062.971			7.062.971

	Comercial, Público, Residencial	Energético	Industrial	Minero	Transporte	Total general
Minas Varias				789.497		789.497
Papel y Celulosa			1.458.772			1.458.772
Petróleo y Gas Natural		136.537				136.537
Petroquímica			29.922			29.922
Publico	68.605					68.605
Terrestre					467.236	467.236
Total general	2.959.182	136.537	10.601.577	24.674.624	467.236	38.839.156

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

Con esta información del universo y la muestra realizada se ponderaron los resultados considerando la cantidad de Retiros por sector y subsector. De esta manera, el presente informe es el reflejo de cada una de las variables definidas en el levantamiento de los datos.

Por ejemplo, para el caso del sector Minero, subsector Cobre, las 10 entrevistas tienen un expansor (ponderador) de 2.329.191, que significa que sus respuestas tienen un peso relativo de 6,0% cada una respecto del resultado total y un 60% si se considera el total del subsector.

De acuerdo con los datos propios de la CNE, en relación con los retiros entre enero y octubre 2024, el Sector Minero / subsector Cobre acumula un total de retiros de 23.291.907 MWh (N). Por lo tanto, las entrevistas realizadas 10 (n) representarán a ese total. En ese caso, cada una de ellas tiene un expansor o factor de representación de $Expansor = \frac{N}{n}$ en el ejemplo se tiene que: $\frac{23.291.907}{10} = 2.329.191$

Esto es equivalente al 60%, que es la representación real del subsector en el total de retiros sobre los cuales se definió la muestra total. Tal como se observa en la sección anterior, el total de retiros definido como marco muestral es 38.839.156 MWh y el subsector cobre como total es de 23.291.907 MWh. Por lo tanto, la proporción de este subsector es la división en el valor total de los retiros.

$$\frac{23.291.907}{38.839.156} = 60\%$$

Con esto, la representatividad de la muestra obtenida está asegurada y con ello los resultados tienen el nivel de confiabilidad deseado.

La *clusterización* se basa en asumir que los clientes libres de cierto sector o subsector se comportan de manera “parecida”, no de manera igual. De lo contrario, la encuesta debería hacerse para la totalidad de los clientes libres, es decir un CENSO, lo que no es factible. Al respecto, la teoría y la aplicación universal de la investigación de mercados señala que se realizan muestras en lugar de censos debido a razones de costo, tiempo y practicidad. Aunque los censos ofrecen datos más precisos al abarcar a toda la población, las muestras permiten obtener resultados representativos de manera más rápida, económica y en situaciones donde un censo sería inviable.

Adicionalmente, como explica (Malhotra, 2008), las principales razones para seleccionar una muestra en lugar de un censo son las restricciones de recursos como el presupuesto y el tiempo, además de la imposibilidad práctica de estudiar poblaciones complejas por el sujeto muestral y que, además, se trata de representar a toda la población y no a aquellos que cumplan con una característica específica.

Se hace presente que, en los Anexos II y III, se muestran mayores análisis respecto de la selección y representatividad de la muestra.

6.5 Proceso de aplicación de la encuesta y soportes tecnológicos

La presente investigación se realizó a través de un cuestionario estructurado, aplicado a las diversas empresas del marco muestral mediante un proceso autoadministrado en el cual se le proveía al usuario de un formulario web, o a través de una entrevista personal realizada por un encuestador, idealmente vía telefónica, con el objetivo de cumplir los plazos de la medición en general y poder cubrir la distribución geográfica de las cuotas a realizar.

El cuestionario fue diseñado para ser aplicado durante aproximadamente 45 a 60 minutos, recogiendo las principales apreciaciones que se requería capturar. Dicho cuestionario fue elaborado por el Consultor y aprobado por la Comisión, bajo los estándares de necesidades de información de utilidad para el estudio. Para lo anterior, el diseño se basó en la encuesta aplicada en el último estudio de costos de falla al que se le realizaron ajustes para mejorar su aplicación y comprensión por parte de las empresas.

Las preguntas del cuestionario se ordenan en las siguientes cuatro secciones:

1. Identificación de la empresa y de la persona que responde. Actividad de la empresa, valor de las ventas y costos anuales, empleo, gasto en electricidad de la empresa y régimen de operación.
2. Perfil de consumo de electricidad: Consumos de energía y potencia y gasto. Disponibilidad de capacidad de generación y/o capacidad de respaldo propio (UPS y Baterías, Protección de datos, etc.) o arrendado. Detalle de características, costos y usos.
3. En casos de fallas intempestivas de 20 minutos, 1 hora, 4 horas y 24 horas: Efectos sobre la producción. Opciones para enfrentar las interrupciones (qué acciones realizan) y los qué costos que tendrían. ¿Habrá costos o daños intangibles?
4. En caso de fallas de larga duración, previstas y anunciadas de 5%, 10%, 20% y 30% en períodos de 1, 2 y 10 meses. Acciones posibles para minimizar los efectos y sus costos.

El formulario se adjunta en la sección 13.

Todas las encuestas fueron aplicadas en formato electrónico, lo que facilitó las tareas posteriores de validación y procesamiento de datos, eliminando errores asociados a la digitación de estos.

Las encuestas se programaron utilizando el software Dimensions (IBM Data Collection), el que permite trabajar en el mismo ambiente el levantamiento de las encuestas, las visualizaciones de seguimiento del avance del terreno y el trabajo posterior de procesamiento de datos.

6.6 Gestión del Trabajo de Campo y Desafíos en la Tasa de Respuesta

La ejecución del trabajo de campo, que incluye el contacto con las empresas y la selección de informantes, fue gestionada por IPSOS, adhiriéndose estrictamente a los criterios de muestreo definidos y expuestos en secciones anteriores del presente capítulo.

El diseño muestral se estructuró para garantizar la representatividad del universo de industrias objetivo. Simultáneamente, se aplicó un criterio de estratificación para asegurar la inclusión proporcional de las principales zonas geográficas donde operan las industrias, según los sistemas de interconexión pertinentes. En la muestra se consideraron todas las regiones exceptuando las regiones australes, estas zonas se encuentran fuera de los rangos de acción de los sistemas propios del presente informe.

El protocolo de contacto y recolección de datos se diseñó en tres fases secuenciales, cada una de las cuales presentó desafíos específicos que, como es de esperarse en estudios de estas características, impactaron la tasa de respuesta.

a) Fase 1: Contacto Inicial y Acceso (Screening Primario)

El primer paso consistió en una comunicación, mayoritariamente telefónica, con los gatekeepers²⁸ para solicitar el acceso a la empresa. Las principales barreras de acceso en esta etapa fueron:

- Dificultades de acceso al marco muestral: Inexistencia de centrales telefónicas o directorios actualizados que permitieran un primer contacto efectivo.
- Impacto de nuevas modalidades de trabajo: El teletrabajo masivo dificultó el contacto directo con los perfiles objetivo, al no encontrarse físicamente en las instalaciones.
- Marcos muestrales incompletos: Carencia de bases de datos internas con el perfil específico del informante buscado, lo que impidió un ruteo directo y con la rapidez necesaria para el tiempo estimado en la realización del levantamiento de los datos.

b) Fase 2: Identificación y Calificación del Informante Clave

Una vez establecido el contacto inicial, se procedió a identificar al informante clave, definido como el profesional con el mayor nivel de conocimiento sobre las materias del estudio. Los desafíos para calificar al informante idóneo fueron:

- Complejidad del perfil del informante: La amplitud y variedad de las variables medidas excedían el conocimiento de un único individuo, requiriendo la participación de múltiples interlocutores y aumentando la complejidad logística.
- Políticas de *compliance* corporativo: Estrictos protocolos internos de confidencialidad y seguridad de la información impidieron a los empleados compartir datos, una barrera más

²⁸ Es la persona que controla el acceso a otra persona o a un grupo. En investigación B2B, es clave pasar este filtro (receptionistas, asistentes, jefes de área) para llegar al informante correcto.

pronunciada que en años anteriores. Esto ha sido una variable que se ha observado en este estudio como en otros que recientemente ha realizado ISPOS.

- Tasa de rechazo parcial: En casos donde se requería más de un informante, se lograba la cooperación del primero, pero no de los interlocutores adicionales necesarios para completar el cuestionario.

c) Fase 3: Agendamiento y Cumplimiento de la Entrevista

El último paso fue el contacto directo con el informante calificado para agendar y ejecutar la entrevista. La principal dificultad fue la tasa de rechazo por parte de los informantes:

- Fatiga²⁹ del encuestado y falta de disponibilidad: La limitada disponibilidad de tiempo de los informantes fue un factor crítico. Se registraron al menos 40 casos de encuestas incompletas o abandonadas debido a esta causa.

d) Incidencia Crítica y Mortalidad de la Muestra

Adicionalmente, el trabajo de campo se vio afectado por una incidencia técnica crítica: tras haber completado 50 entrevistas, un fallo técnico involuntario del Consultor obligó a repetir el levantamiento. Este evento provocó una alta mortalidad de la muestra, ya que la gran mayoría de los informantes que ya habían participado se negaron a realizar la encuesta por segunda vez, impactando negativamente la tasa de cooperación final.

²⁹ Se produce cuando los participantes se cansan o aburren durante el proceso de la encuesta, lo que puede llevar a respuestas de baja calidad o al abandono de la misma.

7 HERRAMIENTA DE CÁLCULO DEL COSTO DE FALLA

Para la creación de una herramienta que permita el cálculo y actualización del Costo de Falla de corta y larga duración en el SEN y SSMM, a partir de la metodología y el levantamiento de información como resultado de las secciones anteriores, se desarrolló un modelo de cálculo del CENS en soporte Microsoft Excel, mediante el cual se procedió a calcular el costo de falla con diferentes métodos directos e indirectos, cuyos resultados se describen a continuación.

7.1 Aplicación de métodos indirectos

7.1.1 Estimación mediante la Teoría del Intercambio Trabajo-Ocio (Sector Residencial)

Los fundamentos conceptuales de metodología de Intercambio Trabajo-Ocio, desarrollados en las secciones 3.6.1.3 y 5.2 del presente informe, establecen una forma de computar el CENS para los usuarios residenciales a través del costo de oportunidad o de la cuantificación de la utilidad individual perdida por los hogares, a consecuencias de interrupciones del servicio de electricidad.

Siguiendo el enfoque de (Becker, 1965), para evaluar el costo de oportunidad de los hogares, o el valor marginal del tiempo de ocio perdido, se considera que en el óptimo el valor marginal del ocio es igual al ingreso horario, lo que constituye la medida del costo de oportunidad de los hogares ante interrupciones del servicio eléctrico.

La fórmula general de cálculo del CENS bajo este enfoque, es la siguiente:

$$CENS_{promedio} = \frac{(IM/DM) \times ((H_{DE} \cdot FP_{DE}) + (H_{DO} \cdot FP_{DO}) + (H_{RE} \cdot FP_{RE}))}{(H_{DE} + H_{DO} + H_{RE})} \quad [22]$$

$$CENS_{máximo} = \frac{(IM/DM)}{FC} \quad [23]$$

Se aprecia que las variables que intervienen en el cálculo del CENS son:

- ✓ Ingreso medio mensual de los trabajadores IM
- ✓ Demanda media residencial DM
- ✓ Asignación de las horas de un día típico a las distintas actividades H_{DE} , H_{DO} y H_{RE}
- ✓ Ponderación del impacto de la restricción del servicio en cada hora FP_{DE} , FP_{DO} y FP_{RE}

Así, el procedimiento para determinar el CENS mediante esta metodología consta de las siguientes etapas:

7.1.1.1 Valorización económica del tiempo:

La valorización económica del tiempo se realiza mediante el cómputo del ingreso medio mensual de los habitantes. De acuerdo con la Encuesta Suplementaria de Ingresos (ESI), de 2023, publicada

por el Instituto Nacional de Estadísticas Chile, el ingreso medio de la población ocupada para el año 2023 se estimó en 826.535 CLP. Dado que el tipo de cambio para 2023 resulta en 839,1 CLP/USD, el ingreso medio de la población en Chile es de 985 USD, aproximadamente. Para el caso de los SSMM, se considera el ingreso promedio mensual de las regiones correspondientes, valores que se consignan en la primera fila de la tabla siguiente. Para calcular el ingreso horario se considera la ENUT, que contempla una jornada laboral promedio de 5 horas para los empleados.

En virtud de que el número de personas ocupadas es mayor que la cantidad de viviendas ocupadas, y considerando que los cortes del suministro se dan a nivel de viviendas, es necesario incorporar un ajuste para tomar en cuenta que el corte del servicio afecta los ingresos del hogar que son mayores a los ingresos de una persona ocupada.³⁰ Una forma de incluir este ajuste es a través del cociente entre los ocupados y las viviendas ocupadas.

El cuadro siguiente presenta el cálculo del salario medio horario considerando el salario mensual, el coeficiente de ajuste antes descrito y la jornada laboral estándar.

Tabla 14 - Ajuste al salario medio en función de la relación ocupados/viviendas ocupadas

Descripción	unidad	SEN	SSMM 1	SSMM 2	SSMM 3
Salario medio mensual 2023	[USD/mes]	985	785	1.058	1.142
Ocupados	miles	9.299	411	59	97
Viviendas Ocupadas	miles	6.730	349	43	67
Coeficiente Ajuste Ocupados/Viviendas Ocupadas	#	1,38	1,18	1,38	1,44
Horas dedicadas al trabajo	hs	5,00	5,00	5,00	5,00
Salario medio horario 2023	[USD/hora]	9,07	6,17	9,73	10,95

Fuente: Elaboración propia en base a la Encuesta Suplementaria de Ingresos (INE, 2023) y Serie de Tipo de cambio del Banco Central.³¹

7.1.1.2 Determinación de la demanda media y máxima

Las demandas media y máxima por usuario, en MW, son estimadas a partir de las ventas de energía a la categoría de usuarios residencial, en MWh, dividida por la cantidad de usuarios residenciales y por la cantidad de horas del mes (720 horas). En el caso de la demanda máxima, adicionalmente, se incorpora en el cociente el factor de carga asociado al sector residencial.

Tabla 15 - Demanda Media – 2023

Descripción	unidad	SEN	SSMM 1	SSMM 2	SSMM 3
Ventas de Energía Residencial	[MWh]	15.137.651	6.265	90.740	145.056

³⁰ En un hogar, más de un miembro del grupo familiar puede desarrollar actividades remuneradas a jornada completa o bien parcialmente.

³¹ https://si3.bcentral.cl/Siete/ES/Siete/Cuadro/CAP_TIPO_CAMBIO/MN_TIPO_CAMBIO4/DOLAR_OBS_ADO

Descripción	unidad	SEN	SSMM 1	SSMM 2	SSMM 3
Clientes Residenciales	#	6.523.254	3.262	37.062	65.000
Consumo Promedio	[kWh-mes/cliente]	193,4	160,0	204,0	186,0
Demandा Promedio	[kW-mes/cliente]	0,27	0,22	0,28	0,26
Demandा máxima	[kW-mes/cliente]	0,54	0,44	0,57	0,52

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

7.1.1.3 Asignación del tiempo

Sobre la base de la Encuesta Nacional de Uso del Tiempo ENUT (2023), se agruparon las actividades cotidianas de los hogares en tres categorías:

- a) Descanso = 9.33 horas por día;
- b) Actividades Domésticas y Ocio = 6.00 horas por día; y,
- c) Resto = 8.42 horas por día.

Las horas consignadas por la ENUT fueron estandarizadas para sumar 24 horas con base en la siguiente Tabla 16.

Tabla 16 - Normalización uso del tiempo

Actividad	Horas asignadas	Porcentaje	Horas Normalizadas
Descanso	09:33	39%	9:23:13
Resto (Trabajo no remunerado)	03:52	16%	3:48:02
Resto (Trabajo y Educación)	05:00	20%	4:54:53
Vida Social (Ocio)	06:00	25%	5:53:51
Total horas	24:25	24:00	24:00:00

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

7.1.1.4 Asignación de ponderadores

Los ponderadores permiten asignar diferentes impactos sobre los usuarios en función de la hora en que ocurren las interrupciones. De esta forma, por ejemplo, si la interrupción del servicio ocurre en horas de la madrugada, cuando los usuarios se encuentran durmiendo, no tiene efecto en el bienestar de los mismos, es decir, el costo de oportunidad de la interrupción del servicio a esa hora es cero. Con base en el razonamiento antes descrito, se estableció un criterio para definir el valor de los ponderadores, es decir, se aplica el máximo costo de oportunidad a las horas de ocio (ponderador = 1), nulo costo de oportunidad a las horas de descanso (ponderador = 0) y un ponderador medio para el resto. Como se comentó anteriormente, esta asignación de ponderadores es consistente con los resultados del trabajo seminal de (Nooij y otros, 2007).

- a) Ponderación Horas de Descanso = 0
- b) Ponderación Horas de Actividades Domésticas y Ocio = 1
- c) Ponderación Resto de horas = 0.5

7.1.1.5 Resultado estimación

Aplicando la fórmula general de cálculo del CENS bajo esta metodología, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 17 - CENS Intercambio Trabajo-Ocio

Concepto	Unidad	SEN	SSMM 1	SSMM 2	SSMM 3
Salario medio horario 2023	[USD/hora]	9,07	6,17	9,73	10,95
Demanda Promedio	[kW-mes/cliente]	0,27	0,22	0,28	0,26
Demanda Máxima	[kW-mes/cliente]	0,54	0,44	0,57	0,52
CFCD Máximo*	[USD/kWh]	16,89	13,87	17,17	21,21
CFCD Medio*	[USD/kWh]	14,44	11,86	14,68	18,13

* El costo de falla de corta duración es calculado a valores de diciembre de 2023 en virtud de que es el dato disponible más reciente para la serie de salario medio horario (ESI).

Fuente: *Estudio Costo de Falla Informe Final 2025*

En la tabla anterior, se presenta el cálculo del CENS considerando dos estimaciones de demanda; una con base en la demanda máxima que representa el costo de oportunidad de la interrupción del suministro en la hora de máximo consumo; y una demanda promedio con la misma metodología, pero considerando solamente las horas dedicadas al ocio y resto de actividades.

7.1.2 Estimación mediante el Valor Agregado Perdido (Sectores Comercio e Industria)

Para determinar el CENS a nivel de las empresas, según el método del valor agregado perdido y conforme fue analizado en la sección 5.3, la electricidad es considerada como un insumo para la producción. De esta forma, las interrupciones en el servicio eléctrico son vistas como la reducción en la capacidad de producción como consecuencia de la reducción en la disponibilidad del insumo energético.

Acorde a la propuesta de (Telson, 1975), el CENS surge del cociente entre el valor agregado de los sectores productivos y el consumo de electricidad de estos.

Conforme lo desarrollado en la sección metodológica correspondiente, el CENS bajo este enfoque se deriva despejando el ratio variación del PIB/ variación del Consumo de energía ($\frac{\Delta PIB}{\Delta C}$) de la definición de elasticidad ingreso de la demanda del sector considerado.

$$CENS = \frac{\Delta PIB}{\Delta C} = \frac{1}{\varepsilon} \times \frac{PIB}{C} \times IE\% \quad [24]$$

Las variables involucradas en el cálculo del CENS por el método del valor agregado perdido son:

- ✓ Coeficiente de elasticidad ingreso de la demanda del sector considerado ε ;
- ✓ Producto Interno Bruto del sector considerado (en el año base 2023) PIB ;
- ✓ Consumo de electricidad (en el año base 2023) C ;
- ✓ Índice de electrificación $IE\%$.

Para determinar el CENS de los sectores comercial e industrial se requiere información sobre el valor agregado (PIB), el consumo de electricidad y la elasticidad-ingreso de ambos sectores. Asimismo, como ya se comentó en la sección metodológica, los resultados se ajustan considerando el nivel de electrificación de cada región del país.

El procedimiento para estimar el CENS por el método del Valor Agregado Perdido, para el período de referencia dado por el año 2023, consta de las siguientes etapas:

7.1.2.1 Determinación del Producto Bruto Sectorial (PIB sectorial)

El PIB de los sectores industrial y comercial fue obtenido de las bases de datos del Banco Central de Chile³². Considerando la necesidad de contar con desagregación tanto a nivel sectorial (por tipo de actividad) como regional, y a la necesidad de asegurar la consistencia entre la desagregación del producto regional y sectorial y la desagregación del consumo de electricidad regional y sectorial, se plantearon dos estrategias de estimación:

a. A partir del PIB Nacional

La estrategia de estimación consistió en determinar el CENS a nivel total del país y posteriormente segmentar las distintas variables, en SEN y SSMM, en función de su participación en el total de retiros de energía, así se obtuvo un valor inicial de PIB nacional y una segmentación tanto para el SEN como para los SSMM.

b. A partir de información regional

Se computa para los SSMM el costo de falla como el cociente entre el PIB regional por tipo de actividad y el consumo de energía regional y sectorial.

La tabla siguiente consigna la asignación del valor agregado de la producción por sector de actividad y por SEN y SSMM.

Tabla 18 - PIB sectorial por SEN y SSMM

PIB	Unidad	SEN	SSMM 1	SSMM 2	SSMM 3
PIB Total	[Mill. USD]	334.213	29	471	1.202
PIB Resto Actividades Productivas³³	[Mill. USD]	263.631	23	372	948

³² <https://www.bcentral.cl/areas/estadisticas>

³³ Por Resto de Actividades Productivas se consideran las actividades de: a) Comercio y Servicios (incluyen servicios domiciliarios, servicios de construcción, servicios de comunicación y datos, servicios financieros, b) Transporte, C) Otros considerando agricultura y pesca, servicios inmobiliarios y personales, y administración pública.

PIB	Unidad	SEN	SSMM 1	SSMM 2	SSMM 3
PIB Industrial y Minero	[Mill. USD]	70.582	6	100	254
Ponderación	[%]	99,49%	0,01%	0,14%	0,36%

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

7.1.2.2 Cálculo del consumo de energía

Esta variable surge de las ventas de energía eléctrica de los sectores industrial y comercial, las cuales fueron obtenidas de la información asociada a las ventas de energía de las distribuidoras a los usuarios regulados, y complementadas con información de Balance de Energía Nacional para determinar la venta de energía a los clientes libres.

Siguiendo el mismo criterio del punto anterior, para el caso del primer enfoque metodológico, fueron consignadas las ventas de energía a nivel agregado nacional y discriminadas por tipo de sistema, mientras que para el segundo enfoque metodológico, las ventas de energía eléctrica para cada sector de actividad y región fueron obtenidas del Balance Energético Nacional.

7.1.2.3 Determinación de coeficientes de elasticidad ingreso de la demanda de electricidad

La estimación de los coeficientes de elasticidad se realizó considerando diferentes especificaciones funcionales y definiciones de variables, para determinar la relación de largo plazo entre el precio, el ingreso y la demanda de electricidad.

Los resultados de las estimaciones mostraron, en algunos casos, valores estadísticamente no significativos y, en otros casos, con signo contrario a lo esperado. En ambos casos, los modelos fueron rechazados. En estos casos la validación de los coeficientes de elasticidad se realizó con técnicas de “meta-análisis” que consiste en verificar si los resultados de las regresiones se encuentran dentro del intervalo de valores de los diferentes estudios de referencia. En la sección siguiente, ver Figura 5, se desarrolla en detalle la metodología de validación de la elasticidad precio e ingreso de la demanda.

Los coeficientes de elasticidad aplicados en el análisis son los que se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 19 - Resumen de elasticidades precio e ingreso

	Elasticidad-precio		Elasticidad-ingreso		Criterio	
	Sector	c/p	I/p	c/p	I/p	Elast. Precio
Residencial	-0,04	-0,37	0,02	0,23	Estudio CNE E2BIZ	Estudio CNE E2BIZ
Comercial	-0,23	-0,64	0,21	1,31	Estudio CNE E2BIZ	Estudio CNE E2BIZ
Industrial	-0,20	-0,58	0,59	1,58	Estudio CNE E2BIZ	Estudio CNE E2BIZ

Fuente: elaboración propia.

Valores de elasticidad:

a) Meta-análisis

Los valores obtenidos por métodos econométricos fueron validados mediante su comparación con los resultados de meta-análisis, (Labandeira, 2017) y (Kostakis & Lulos, 2022).

b) Benchmarking

Adicionalmente se efectuó una comparación con otros valores típicos o de referencia en la literatura internacional para el caso de países en desarrollo (Benavente y otros, 2005), (Westley, 1992) y (GME, 2023).

En resumen, la estimación econométrica de los coeficientes de elasticidades precio e ingreso fue realizada con diferentes especificaciones funcionales, como se desarrolla en la sección siguiente. Sin embargo, los resultados obtenidos no permitieron contar con una única ecuación de demanda de electricidad con coeficientes de elasticidades estadísticamente significativos y, al mismo tiempo, con el signo esperado para todas las variables explicativas³⁴. Esta situación puede obedecer a diversos factores, tales como la poca representatividad de las variables explicativas debido a situaciones atípicas (por ejemplo, pandemia COVID), intervenciones regulatorias (por ejemplo, subsidios, aportes, congelamientos tarifarios, etc.), errores de especificación del modelo, entre otras. Frente a ello, el consultor planteó como estrategia, para la aproximación de los coeficientes de elasticidad, la realización de una serie de regresiones con diferentes especificaciones, sin embargo, dado que los resultados no fueron satisfactorios, se recurrió a meta-análisis y a estudios seminales (Benavente y otros, 2005), aplicados a la realidad de Chile.

7.1.2.4 Afectación por el coeficiente de electrificación

Con la finalidad de considerar el impacto solamente del insumo electricidad sobre el valor agregado perdido se utilizó como proxy el índice de electrificación total de cada sistema, a efectos de considerar solo los usuarios que tienen acceso a la red eléctrica.

a) Sistema Eléctrico Nacional

El índice de electrificación se determinó de acuerdo con el documento publicado por el Ministerio de Energía, denominado “Mapa de Vulnerabilidad³⁵”. Se considera que el 0,4% de las viviendas no tienen acceso a la electricidad. Por lo tanto, el índice de electrificación para este sistema es 99,60%.

b) Sistemas Medianos

Se obtuvo del mismo documento utilizado para el Sistema Eléctrico Nacional el porcentaje de electrificación de las tres regiones (Magallanes, Aysén, Los Lagos) correspondientes a los

³⁴ Se obtuvieron ecuaciones en las que la elasticidad precio tenía el comportamiento esperado, pero no así la elasticidad ingreso, o viceversa.

³⁵ https://energia.gob.cl/sites/default/files/documento_de_metodologia_y_resultados_0.pdf

sistemas medianos. Dichos porcentajes se afectaron por un ponderador el cual surge de la incidencia de la potencia neta 2020 de cada región sobre el total de las tres regiones. El índice de electrificación en este caso resulta 98,13%.

Tabla 20 - Índice de Electrificación (2017)

Sistema	% viviendas sin energía	% ponderador	% índice electrificación
Chile Sistema Eléctrico Nacional	0,40%	100%	99,60%
Chile Sistemas Medianos	1,87%	100%	98,13%
Magallanes	1,50%	63%	98,50%
Aysén	2,70%	29%	97,30%
Los Lagos	1,80%	8%	98,20%

Fuente: Elaboración propia en base al Ministerio de Energía de Chile

7.1.2.5 Resultado estimación

Aplicando la fórmula general de cálculo del CENS bajo este enfoque, desarrollada a inicios de la presente sección, se obtienen los siguientes resultados con el enfoque de cálculo a nivel nacional, y discriminando SEN y SSMM, en función de los retiros de energía:

Tabla 21 - CENS Comercial e Industrial (Valor Agregado Perdido Nacional)

PBI	unidad	SEN	SSMM 1	SSMM 2	SSMM 3
PIB Total	[Mill. USD]	334.213	29	471	1.202
PIB Resto Actividades Productivas	[Mill. USD]	263.631	23	372	948
PIB Industrial y Minero	[Mill. USD]	70.582	6	100	254
Ponderación	%	99,49%	0,01%	0,14%	0,36%
Ventas de Energía Reguladas Productivas	[MWh]	10.782.800	5.031	81.714	208.340
Ventas de Energía Comercial+Otros	[MWh]	6.009.770	2.647	45.930	97.271
Ventas de Energía Industrial	[MWh]	4.773.030	2.385	35.784	111.069
Ventas de Energía Clientes Libres	[MWh]	47.140.000	-	-	-
Clientes Libres Comercial+Otros	[MWh]	4.237.733			
Clientes Libres Industrial+Minero	[MWh]	42.902.267			
Índice de Electrificación		99,60%	98,50%	97,30%	98,20%
Elasticidad ingreso comercio (resto actividades productivas)		1,31	1,31	1,31	1,31
Elasticidad ingreso industrial		1,58	1,58	1,58	1,58
Costo de Falla por VA	[USD/MWh]	4.229	4.182	4.131	4.169

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

Como se comentó anteriormente, se desarrolló el cálculo del CENS mediante un enfoque adicional basado en el producto bruto y el consumo de energía regional. Los resultados de esta metodología se presentan en las tablas siguientes:

Tabla 22 - CENS SEN Método del Valor Agregado (Regional)

Sector	PBI (millones USD)	Consumo Electricidad (MWh)	CENS (USD/MWh)
Industria	47.374	22.061.229	2.147
Minería	43.055	28.237.189	1.525
Comercial y Servicios	129.625	9.232.946	14.039
Transporte	20.567	1.503.814	13.677
Otros	89.588	19.501.412	4.594
Total	330.210	80.536.590	4.100

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

Tabla 23 - CENS SSMM Método del Valor Agregado (Regional)

Sector	PBI (millones USD)	Consumo Electricidad (MWh)	CENS (USD/MWh)
Industria	696	209.092	3.327
Minería	123	-	
Comercial y Servicios	1.082	135.124	8.005
Transporte	92	565	163.113
Otros	1.172	227.686	5.148
Total	3.165	572.468	5.528

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

Como surge de la tabla anterior, este método puede generar inconsistencias entre la asignación sectorial y regional del PIB y la asignación del consumo de energía. Por ejemplo, en el caso de los SSMM, las Cuentas Nacionales asignan a las regiones (10, 11 y 12) un nivel de producción de 123 Millones de USD correspondiente al sector “Minería”, siendo que en el Balance Nacional de Energía no se presentan consumos de energía eléctrica en dicho sector.

De todos modos, la tabla siguiente presenta el resultado del CENS para cada uno de los SSMM, agregando los sectores Industrias y Minería, a los fines de subsanar la inconsistencia de información antes mencionada.

Tabla 24 - CENS para cada SSMM Método del Valor Agregado (Regional)

Sector	SEN	SSMM 1	SSMM 2	SSMM 3	SSMM
Industria y Minería	(USD/MWh)	1.798	1.693	6.870	7.029
Comercio y Servicios	(USD/MWh)	14.039	4.982	11.301	8.997
Otros	(USD/MWh)	5.244	2.827	7.634	6.720
Total	(USD/MWh)	4.100	2.719	8.003	7.477
					5.528

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

7.1.3 Estimación mediante la Curva de Demanda (Sector Residencial)

Como se desarrolló en la sección metodológica 3.6.1.4, la aplicación de este método consiste en estimar el excedente del consumidor a partir de “integrar” el área debajo de la curva de demanda desde la demanda no restringida hasta la demanda restringida y dividiéndola por la cantidad de energía no servida. Con esta metodología se obtiene un precio o valorización de la energía no suministrada debido a la interrupción.

En otras palabras, el CENS mediante este enfoque se calcula a partir de las variaciones del excedente del consumidor, con las cuales se identifica el precio al cual el usuario demandaría una determinada cantidad restringida del servicio. Con este precio, se aproxima la disponibilidad marginal a pagar de los usuarios para disponer de la unidad de energía restringida o el ingreso marginal que los usuarios están dispuestos a aceptar en compensación por la restricción del servicio.

Así, siguiendo a (Benavente y otros, 2005), es posible definir los siguientes valores de CENS relevantes:

- ✓ **CENS marginal:** asociado a un racionamiento eficiente (restricción de los consumos menos valorados), anunciado con anticipación.
- ✓ **CENS medio por cortes:** corresponde al valor promedio de la energía eléctrica que se deja de consumir ante restricciones más ineficientes que el caso anterior.

Para poder aplicar la presente metodología es necesario, en primera instancia, estimar los parámetros que caracterizan la demanda de energía, en particular, las elasticidades precio e ingreso de la demanda tanto en el corto como en el largo plazo. Para ello se probaron diferentes enfoques que se describen a continuación:

7.1.3.1 Estimación econométrica

A partir de información de ventas de energía a usuarios residenciales, de la tarifa media (monómica) e ingreso per cápita, se estimaron regresiones bajo diferentes especificaciones del modelo de ajuste parcial con el fin de obtener los parámetros de elasticidad precio e ingreso para el SEN y para los SSMM analizados. Por cuestiones de extensión de las series consideradas (datos anuales para el período 2010-2024), por problemas de agregación y por la presencia de períodos *outliers*, dado por la crisis sanitaria de COVID-19, los valores de elasticidad precio e ingreso de corto y largo plazo no resultaron adecuadas en todos los casos, presentando poca significancia estadística o bien signo contrario al esperado.

El proceso de estimación econométrica consistió en la formulación de modelos de ajuste parcial que relacionan el consumo de energía con variables explicativas como la tarifa monómica, el nivel de ingresos, representado por el PBI, y rezagos de la variable explicada, a fin de considerar el ajuste parcial. Adicionalmente, se formularon modelos con variables *dummy* para tomar en consideración el efecto de los años atípicos u *outliers* de la pandemia de COVID. Asimismo, se formularon

diferentes modelos, considerando alternativamente cada una de estas variables, y diferentes mediciones de las mismas, por ejemplo PIB per cápita vs IMACEC, etc. Si bien los valores de los coeficientes resultaron en torno a lo esperado y a lo obtenido por otros estudios, en algunos casos no presentaron la significatividad estadística requerida para todos los coeficientes de la función.

La especificación matemática propuesta fue la siguiente:

$$CE_t = \alpha + \beta \times PIB_t + \gamma \times TM_t + \delta \times CE_{t-1} + \varepsilon \times Precio_{GLP} + d_{20} + \mu_t \quad [25]$$

Donde:

CE_t es el Consumo de Energía Eléctrica de los usuarios, en el período t , en MWh.

PIB_t es el PIB, en el período t , en USD.

TM_t es la tarifa media de venta de energía eléctrica, en el período t , en USD/MWh.

CE_{t-1} es el Consumo de Energía Eléctrica, en el período $t - 1$, en MWh.

$Precio_{GLP}$ es el precio del GLP como bien sustituto de la electricidad.

d_{20} : es un variable *dummy* para considerar el año 2020 como atípico debido a los efectos de la pandemia de COVID

La estimación de los coeficientes de elasticidad consistió en ejecutar la regresión por método de mínimos cuadrados ordinarios para la ecuación anterior expresada en logaritmos.

En la ecuación anterior, los signos esperados de los coeficientes de las variables explicativas son los que se detallan a continuación:

- ✓ Coeficiente β elasticidad ingreso: el signo esperado es positivo por tratarse el servicio de energía eléctrica de un “bien normal”. Es de esperar que incrementos en el ingreso disponible (o PIB) de los agentes económicos genere un incremento en el consumo de energía eléctrica.
- ✓ Coeficiente γ elasticidad precio de la demanda: por la ley de la demanda existe una relación negativa entre el precio o tarifa de un determinado bien o servicio y la cantidad demandada de este.
- ✓ Coeficiente ε elasticidad cruzada electricidad vs GLP: al tratarse el GLP de un sustituto de la electricidad como energético, es de esperar que el signo de este coeficiente sea positivo, así ante aumentos del precio del GLP se debería incrementar la demanda de electricidad dado que ésta se vuelve relativamente más barata.
- ✓ Coeficiente δ de rezago: el signo de este coeficiente debe ser positivo y su valor debe encontrarse entre 0 y 1, ya que representa la velocidad de ajuste hacia la solución de equilibrio de largo plazo del modelo de ajuste parcial.

La tabla siguiente resume los resultados obtenidos para diferentes especificaciones del modelo antes descrito.

Tabla 25 - Resultados estimación econométrica de elasticidades

Modelo	Tarifa Media Residencial	Ingreso	Rezago	Precio GLP	Dummy 20	Dummy 21	R2
Ventas Resid Mod 1	-0,0420	0,3825	0,3924	-0,0001	0,0856	-0,0091	0,994062
Ventas Resid Mod 2	-0,0188	0,3319	0,4039	-0,0001	0,0900		0,995996
Ventas Resid Mod 3	0,0110	0,2514	0,4689		0,0939	0,0076	0,995863
Ventas Resid Mod 4	-0,0399	0,5014		-0,0000	0,0979	0,0207	0,996291
Ventas Resid Mod 5	-0,5056	0,8336					0,696537
Ventas Resid Mod 6	-0,0031	0,2791	0,8143		0,1044		0,992002
Promedio	-0,1219	0,4657	0,5369				

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

Como se mencionó anteriormente, si bien en la mayoría de los modelos propuestos los coeficientes presentan el signo esperado, no se obtuvo una única ecuación con coeficientes estadísticamente significativos para todos los parámetros. Por tal motivo se procedió a determinar los coeficientes de elasticidad a partir de la técnica de meta-análisis.

La metodología *meta-análisis* es una técnica de investigación con datos de segundo nivel, basada en el procesamiento de los resultados obtenidos de un conjunto de estudios de aplicación a casos específicos, como se puede ver en (Labandeira, 2017), (Bernstein & Griffin, 2005) y (Paul y otros, 2009). La tabla de la Figura 5 a continuación, extraída de (Kostakis & Lulos, 2022), consigna una serie de valores de elasticidades precio e ingreso para numerosos estudios realizados en distintos períodos, con diferentes enfoques y aplicados a distintos países, lo que permite tener una aproximación de los valores de elasticidades de la industria eléctrica.

Figura 5 - Resultados Meta-análisis

Table 1 Residential electricity demand studies using household data (excluding Greece)

Study	Period	Country	Method	Income elasticity	Price elasticity
Parti and Parti (1980)	1975	USA	CDF	0.15	- 0.58
Dennerlein (1987)	1977–1984	Germany	DCCM	0.42	- 0.38
Baker and Blundell (1991)	1972–1988	UK	AIDS	0.17–0.28	- 0.67 to - 1.04
Branch (1993)	1985	USA	GLS	0.23	- 0.20
Nesbakken (1999)	1990–1992, 1994–1995	Norway	DCCM	0.01–0.28	- 0.24 to - 0.66
Metcalf and Hassett (1999)	1984, 1987, 1990	USA	OLS, IV, FD	NA	- 0.27 to - 1.11
Halvorsen and Larsen (2001)	1975–1994	Norway	DCA	0.06/0.13	- 0.43/- 0.42
Filippini and Pachauri (2004)	1993–1994	India	OLS	0.60–0.64	- 0.29 to - 0.51
Reiss and White (2005)	1993–1997	USA	OLS, GMM	NA	- 0.29 to - 0.49
Labandeira et al. (2006)	1973–1995	Spain	QUAIDS	0.53–1.01	- 0.44 to - 0.80
Alberini et al. (2011)	1997–2007	USA	GLS, FE, GMM	0.01–0.02 0.01/0.01	- 0.67 to - 0.86 - 0.74/- 0.81
Bernard et al. (2011)	1989–2002	Canada	PP with FE	0.08/0.20	- 0.51/- 1.32
Ngui et al. (2011)	2009	Kenya	LA-AIDS	0.85	- 0.63 to - 0.88
Wiesmann et al. (2011)	2005–2006	Portugal	OLS	0.05–0.12	NA
Arthur et al. (2012)	2002–2003	Mozambique	Deaton	0.69	- 0.60
Zhou and Teng (2013)	2007–2009	China	OLS	0.14–0.33	- 0.35 to - 0.50
Çetinkaya et al. (2015)	2003–2012	Turkey	Deaton, QR	0.23/0.20	- 0.60/- 0.74
Huang (2015)	1981–2011	Taiwan	QR	0.37–0.55	NA
Sun and Ouyang (2016)	2013	China	AIDS	0.63	- 0.38
Khanna et al. (2016)	2012	China	OLS, QR	0.15	- 0.51
Silva et al. (2017)	1989–2011	Portugal	QR	0.28–0.33	- 0.54 to - 0.77
Schulte and Heindl (2017)	1993–2008	Germany	QAIDS	0.40	- 0.43
Silva et al. (2018)	1989–2011	Portugal	FE, RE	0.30–0.35	- 0.67 to - 0.90
Ye et al. (2018)	2010–2011	South Africa	2PM	0.13–0.43	- 0.19 to - 1.16
Athukorala et al. (2019)	2011–2015	Sri Lanka	OLS,FE,RE	0.02–0.71	- 0.002 to - 0.14
Chindarkar and Goyal (2019)	2005–12	India	OLS, FE	0.59	- 0.31 to - 0.46
Uhr et al. (2019)	1988–1989, 2008–2013	Brazil	QR	0.20–0.32	- 0.46 to - 0.56
Balarama et al. (2020)	2017	Bangladesh	POLS,FE-(IV),RE,QR	NA	- 0.57
Bardazzi and Pazienza (2020)	1997–2016	Italy	PP with FE	0.15–0.46	- 0.53 to - 0.88
Belaïd et al. (2021)	2000–2016	France	PP with FE	0.22	NA
Díaz and Medlock (2021)	1992–2014	Mexico	OLS, SUR, QUAIDS	Inelastic	- 0.21 to - 3.19

SR/LR Short-run and long-run elasticities, NA non-available or not estimated, CDF conditional demand functions, DCCM discrete-continuous choice, AIDS almost ideal demand system, GLS generalised least squares, Model, OLS ordinary least squares, IV instrumental variables, FD first difference, DCA discrete continuous approach, GMM general method of moments, FE fixed effects, PP pseudo-panels, LA-AIDS linear approximate almost ideal demand system, QR quantile regression, RE random effects, 2PM two part model, SUR seemingly unrelated regression, QAIDS quadratic almost ideal demand system

Fuente: (Kostakis & Lolas, 2022)

Adicionalmente, se efectuó una comparación con otros valores típicos o de referencia en la literatura internacional, *benchmarking*, para el caso de países en desarrollo ver (Westley, 1992), (GME, 2023).

7.1.3.2 Resultado estimación

Debido a los inconvenientes mencionados previamente, para el cálculo de los coeficientes de elasticidad de precio e ingreso, se utilizaron los resultados del Estudio Elasticidad de Demanda Eléctrica desarrollado, por E2Biz para la CNE, 2017, estos valores se encuentran en el rango de los

obtenidos por el Meta-análisis y son consistentes con los valores del estudio de (Benavente y otros, 2005).

Los criterios para determinar los coeficientes de elasticidad aplicados fueron los siguientes:

Tabla 26 - Coeficientes elasticidad precio e ingreso

Sector	Elasticidad-precio Elasticidad-precio		Elasticidad-ingreso Elasticidad-ingreso		Criterio
	c/p	I/p	c/p	I/p	
Residencial	-0,04	-0,37	0,02	0,23	Estudio Elasticidad de Demanda Eléctrica desarrollado por E2Biz para la CNE, 2017.
Comercial	-0,23	-0,64	0,21	1,31	Estudio CNE E2BIZ
Industrial	-0,20	-0,58	0,59	1,58	Estudio CNE E2BIZ

Fuente: Elaboración propia

Cabe indicar que se optó por el criterio de utilizar los mismos parámetros de elasticidad tanto para el SEN como para los SSMM de acuerdo con lo indicado en este capítulo. No obstante, particularmente para el sector residencial, subsectores comerciales e industrial de los SSMM, se utilizaron las elasticidades para la zona sur en concordancia con las metodologías de cálculo empleadas en el Estudio CNE - E2BIZ.

Un punto importante a destacar es la alta dependencia que presentan los resultados de esta metodología de los parámetros de elasticidad tanto precio como ingreso de la demanda, así cuanto más elástica es la demanda de energía eléctrica menor es el costo de falla dado que, en función de las posibilidades de sustitución o la no dependencia, entre otros factores, basta un pequeño incremento en el precio (tarifa monómica) para absorber una reducción de cantidad de energía significativa.

Conforme a lo expuesto en el párrafo anterior, un insumo relevante para la aplicación de este método corresponde a los precios de la energía. En el periodo de análisis se observa que las tarifas estaban bajo mecanismos de estabilización tarifario, por lo que no reflejaban los verdaderos costos de la energía, por ende, es de esperar que los valores de costo de falla calculados con esta metodología (en las condiciones descritas) subestimen el verdadero valor de la energía no suministrada.

El efecto de la eliminación del congelamiento fue cuantificado por el Banco Central de Chile en incrementos tarifarios acumulados del 50% y 31% para las categorías residenciales y empresas, respectivamente. Con base en esta información se procedió a ajustar los precios monómicos iniciales (correspondientes al año 2023), para considerar precios normalizados que incluyen el descongelamiento tarifario.

Figura 6 - Cuantificación del ajuste en tarifas por categoría de clientes

TABLA II.5 ESTIMACIÓN DE AJUSTES EN PRECIOS DE TARIFAS ELÉCTRICAS PARA CLIENTES REGULADOS (*)
(variación porcentual acumulada)

Cliente regulado	2024.S1 - 2025.S1	2025.S2 - 2026.S1
Hogares	57	-9
Empresas	39	-8

(*) Estimación incluye subsidio transitorio hasta 2026 contenido en la Ley 21.667 y ajustes en cargos de transmisión y distribución de acuerdo con la información disponible al cierre estadístico del IPoM, como también los supuestos macroeconómicos del escenario central.

Fuente: Banco Central de Chile a partir de antecedentes oficiales dispuestos por la Comisión Nacional de Energía relacionados con la Ley 21.667.

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

A partir de los valores de elasticidad antes indicados, se calcularon los valores de CENS marginal y CENS medio por cortes, tanto de corto como de largo plazo. La información referida a precios, cantidades e ingresos iniciales utilizados son los que se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 27 - Información utilizada para estimar el CENS utilizando la curva de demanda (2023)

Concepto	Unidades	SEN	SSMM 1	SSMM 2	SSMM 3
Cantidad de clientes	[No.]	6.523.254	3.262	37.062	65.000
Consumo de energía eléctrica	[MWh]	15.137.651	6.265	90.740	145.056
Precio medio de la electricidad Residencial	[USD/kWh]	0,2024	0,2703	0,2663	0,2240
Ingreso per cápita ³⁶	[USD/mes]	1.402	1.005	1.425	1.375

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

En la tabla siguiente se muestra el resultado obtenido del CENS considerando la metodología de curva de demanda:

Tabla 28 - CENS Sector residencial – Curva de Demanda 2023 [USD/MWh]

Criterio	SEN	SSMM 1	SSMM 2	SSMM 3
5% Profundidad CMg - Corto Plazo	756	1.029	1.007	839
5% Profundidad CMg - Largo Plazo	233	312	307	258
5% Profundidad CMe - Corto Plazo	2.732	3.650	3.595	3.024
5% Profundidad CMe - Largo Plazo	476	636	626	527

Fuente: Elaboración Propia. CMg equivale a Costo Marginal, CMe equivale a Costo Medio

De la misma forma, se obtienen los valores para el sector comercial e industrial:

³⁶ Fuente: <https://www.bcentral.cl/areas/estadisticas>

Tabla 29 - CENS Sector comercial e industrial – Curva de Demanda 2023 [USD/MWh]³⁷

Criterio	SEN	SSMM-10	SSMM-11	SSMM-12
5% Profundidad CMe - Corto Plazo	604	2.336	2.368	1.640
5% Profundidad CMe - Largo Plazo	336	530	537	372

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

7.1.4 Estimación mediante los Costos de Respaldo (Sectores Comercio e Industria)

Otro de los métodos comúnmente utilizado para medir la voluntad o capacidad de pago de los usuarios es a través de la estimación de los costos de sustitución o de autogeneración. La filosofía de esta aproximación es que una empresa o un usuario que maximiza beneficios invertirá en potencia de respaldo hasta que la ganancia esperada del kWh marginal autogenerado iguale a la pérdida esperada del kWh que no es suministrado por la distribuidora³⁸.

Como ya se comentó, para determinar el CENS mediante este método se consideró un tiempo de operación de 18 horas por año, que surge de la acumulación de la duración de las interrupciones estipuladas en la Norma Técnica de Calidad del Servicio para Sistemas de Distribución para las distribuidoras de una densidad media, más los promedios (para el período 2019-2023) de la duración promedio de las interrupciones externas (atribuibles a los segmentos de transmisión y generación, y fuerza mayor). Los cálculos se basaron en equipos generadores de 10 y 40 kW de capacidad instalada para el sector comercio; y de 150 kW de capacidad instalada para la industria.

Adicionalmente se consideraron los siguientes supuestos:

- ✓ Se consideró el costo total de adquisición en equipos nuevos con base en publicaciones de precios y cotizaciones de varios proveedores de dicho equipamiento a valores en dólares del año 2023. La inversión para cada tipo de equipo surge del promedio de 5 valores referenciales de precios de diferentes proveedores. En virtud de que las potencias consideradas son relativamente pequeñas, y que, para dichas potencias, el mercado presenta varios oferentes, resulta factible obtener los valores referenciales para los costos de adquisición de dichos equipamientos, a partir de cotizaciones, publicaciones y consultas en los sitios web de los proveedores. Esta posibilidad se encuentra limitada para los equipos de respaldo de mayor potencia dado que son más específicos.

Tabla 30 - Costos fijos de Unidades Generadoras [USD]

Capacidad	[kW]	10	40	150
Precio en Chile	[USD 2023]	5.559	11.296	24.316

Fuente: consulta de precios de diferentes proveedores industriales. Ver archivo Base de Datos 2025-08-15.xls

³⁷ dado que el coeficiente de elasticidad ingreso para el segmento comercial presenta una marcada heterogeneidad debido a que la energía es un insumo productivo, no se considera el costo marginal, en su lugar se determina solamente el costo medio.

³⁸ Ver, por ej., (Bental & Ravid, 1982)

- ✓ Para estimar el costo fijo, se estimó la anualidad del equipo considerando una tasa de descuento de 10% anual y una vida útil de 20 años, y los costos de inversión de la Tabla 30.
- ✓ Para estimar el costo fijo de Operación y Mantenimiento (O&M), se consideró un valor unitario referencial de 3% anual respecto al costo total de la inversión.
- ✓ Para el costo de Diesel se consideraron los precios, basados en el Reporte de Precios de Combustible publicado por la CNE. Se consideró el precio del petróleo para cada zona administrativa a los fines de segmentar el CENS para cada uno de los SSMM. Para el SEN se considera el precio promedio ponderado del total del país, donde las ponderaciones surgen de las ventas de dicho combustible con fuente BNE del año 2023.

Para los datos de consumo de combustible, se tomaron de las especificaciones técnicas del equipo elegido:

Tabla 31 - Rendimiento de los equipos de respaldo³⁹

Capacidad	[kW]	10	40	150
Cons. combustible	[galón/hora]	0,63	2.32	10.04
Cons. combustible	[litro/hora] ⁴⁰	2,40	8.80	38.00

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 32 - CENS Sectores Productivos – Costos de respaldo 2023 [USD/MWh]

Dato	SEN	SSMM 1	SSMM 2	SSMM 3
Comercial-10 kW	1.958	1.964	1.974	1.977
Comercial-40 kW	933	938	948	951
Industrial	770	776	787	790

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

7.2 Aplicación de métodos directos

En los apartados desarrollados a continuación se presenta la estimación del Costo de Falla de Larga Duración y Costo de Falla de Corta Duración por método directo en base a las respuestas obtenidas en la encuesta aplicada a clientes libres.

Se presenta en la Tabla 33 el resumen de las características generales de los usuarios encuestados.

Tabla 33 - Características Generales de los Usuarios Encuestados

Tabla Resumen Encuesta Valores Promedio por Segmento	Unidad	Total de Empresas Entrevistadas	Sector Minero	Sector Industrial	Total Minero-Industrial
Número de Empresas	#	65	16	31	47

³⁹ <https://www.supermaq.cl/buscar.php?buscar=Generador>.

⁴⁰ Se utiliza el factor de conversión 3.78541 litro/galón

Tabla Resumen Encuesta Valores Promedio por Segmento	Unidad	Total de Empresas Entrevistadas	Sector Minero	Sector Industrial	Total Minero- Industrial
Ingresos	Mill. CLP	161.862	276.299	146.426	179.942
Costos Operativos	Mill. CLP	125.470	176.977	118.152	137.760
Retiros de Energía 2023	MWh	131.199	378.797	59.418	175.556
Potencia Media 2023	kW	14.977	43.242	6.783	20.041
Potencia Máxima Contratada	kW	20.648	59.579	11.416	27.812
Posesión de Equipos de Respaldo	%	77%	81%	74%	77%
Cantidad de Interrupciones 2023	#	6	4	7	6

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

7.2.1 Costo de Falla de Larga Duración por Método Directo

Tal como fue presentado en la sección 4.1, se estima el costo de energía no suministrada por métodos directos en base a las respuestas obtenidas en la encuesta aplicada a clientes libres.

En particular, para la estimación del CFLD por método directo, se aplican los resultados del módulo 5 de la encuesta, el cual indaga acerca de la tenencia de equipos de autogeneración de respaldo por parte de los usuarios y, del módulo 10, en el que se realizan preguntas acerca de otras estrategias que implementaría el usuario ante racionamientos anunciados de energía eléctrica considerando distintos escenarios: 1 mes, 2 meses y 10 meses, con racionamientos del 5%, 10%, 20% y 30%.

El procedimiento aplicado consta de las siguientes **etapas**:

- Escenarios de Racionamiento Anunciado:** se definen 12 escenarios de racionamiento anunciado en función de su duración (1, 2 o 10 meses) y su profundidad (5, 10, 20 y 30%).
- Disposición a Utilizar Equipos de Autogeneración de Respaldo:** para cada escenario de racionamiento anunciado, se identifica la proporción de usuarios que reportaron la tenencia o disposición a comprar/arrendar equipos de autogeneración de respaldo para afrontar el mismo.

Tabla 34 - Disposición a Utilizar Equipos de Autogeneración de Respaldo (Nuevos o Existentes)

Disposición a Utilizar Equipos de Autogeneración de Respaldo	Profundidad del Racionamiento			
	5%	10%	20%	30%
Total de Empresas Entrevistadas				
Autogeneración con Equipos Nuevos o Existentes 1 Mes	%	72%	86%	91%
Autogeneración con Equipos Nuevos o Existentes 2 Meses	%	75%	89%	94%
Autogeneración con Equipos Nuevos o Existentes 10 Meses	%	75%	91%	95%
Sector Minero				
Autogeneración con Equipos Nuevos o Existentes 1 Mes	%	56%	94%	100%
Autogeneración con Equipos Nuevos o Existentes 2 Meses	%	60%	94%	100%
Autogeneración con Equipos Nuevos o Existentes 10 Meses	%	60%	95%	100%

Disposición a Utilizar Equipos de Autogeneración de Respaldo	Profundidad del Racionamiento				
	5%	10%	20%	30%	
Autogeneración con Equipos Nuevos o Existentes 2 Meses	%	63%	100%	100%	100%
Autogeneración con Equipos Nuevos o Existentes 10 Meses	%	63%	100%	100%	100%
Sector Industrial					
Autogeneración con Equipos Nuevos o Existentes 1 Mes	%	87%	90%	97%	100%
Autogeneración con Equipos Nuevos o Existentes 2 Meses	%	90%	94%	97%	100%
Autogeneración con Equipos Nuevos o Existentes 10 Meses	%	90%	94%	100%	100%
Total Comercio y Otros					
Autogeneración con Equipos Nuevos o Existentes 1 Mes	%	61%	72%	72%	78%
Autogeneración con Equipos Nuevos o Existentes 2 Meses	%	61%	72%	83%	83%
Autogeneración con Equipos Nuevos o Existentes 10 Meses	%	61%	78%	83%	83%

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

c) **Energía Autogenerada:** para cada escenario de racionamiento anunciado, se calcula la energía autogenerada como el producto entre el consumo medio mensual, la duración en meses y la profundidad del racionamiento. Se aplica luego una reducción adicional del 20% asociada a la flexibilidad esperada por parte de los usuarios para reducir consumos no esenciales en dichos eventos (estimación del consultor en función de estudios que evalúan la potencial gestión de demanda de grandes usuarios). Dicho porcentaje de reducción se aplica únicamente en aquellos usuarios que reporten la reducción de consumos no esenciales para el proceso productivo de la planta.

La siguiente tabla presenta el factor de reducción resultante por sector, duración y profundidad del racionamiento.

Tabla 35 - Factor de Reducción de Consumos no Esenciales

Factor de Reducción de Consumos No Esenciales	Profundidad del Racionamiento				
	5%	10%	20%	30%	
Total de Empresas Entrevistadas					
Factor de Reducción de Consumos No Esenciales 1 Mes	%	91%	83%	82%	81%
Factor de Reducción de Consumos No Esenciales 2 Meses	%	90%	82%	81%	80%
Factor de Reducción de Consumos No Esenciales 10 Meses	%	90%	82%	81%	80%
Sector Minero					
Reducción Consumos No Esenciales 1 Mes	%	93%	83%	83%	83%
Reducción Consumos No Esenciales 2 Meses	%	93%	81%	81%	81%
Reducción Consumos No Esenciales 10 Meses	%	91%	81%	81%	81%
Sector Industrial					
Reducción Consumos No Esenciales 1 Mes	%	90%	81%	81%	80%
Reducción Consumos No Esenciales 2 Meses	%	89%	81%	80%	80%

Factor de Reducción de Consumos No Esenciales	Profundidad del Racionamiento				
	5%	10%	20%	30%	
Reducción Consumos No Esenciales 10 Meses	%	89%	81%	80%	80%
Total Comercio y Otros					
Reducción Consumos No Esenciales 1 Mes	%	91%	86%	83%	81%
Reducción Consumos No Esenciales 2 Meses	%	89%	86%	81%	80%
Reducción Consumos No Esenciales 10 Meses	%	89%	84%	81%	80%

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

d) **Costo Medio de Autogeneración de Respaldo:** para cada escenario de racionamiento anunciado, se calcula el costo medio de la energía autogenerada (CLP/kWh). Se toman en cuenta los siguientes parámetros:

- Potencia del equipo típico utilizado (en kVa) – Reportado por la encuesta
- Consumo medio de un equipo típico al 100% de capacidad (galones/hora) – Información externa relevada por el Consultor
- Costo del diésel, utilizado para calcular el costo variable – Información externa relevada por el Consultor
- Costo de inversión anualizado o, alternativamente, costo de arrendamiento del equipo (el que resulte menor); utilizados para calcular el costo fijo medio. El costo de inversión de los equipos se obtuvo a partir de los precios obtenidos en el Estudio de Costos del proceso Valor Agregado de Distribución 2024 – 2028. Respecto del valor del arriendo, dada la dificultad de encontrar información pública para equipos de mayor tamaño, se determinó una tasa de conversión representativa a partir de las diferencias entre valores de arriendo y venta de equipos considerados para el método de costo de respaldo, la que fue aplicada a los precios obtenido sobre el estudio antes mencionado.

La siguiente tabla resume los valores alcanzados:

Tabla 36 - Costo Medio de Autogeneración

Costo Medio de Autogeneración	Profundidad del Racionamiento				
	5%	10%	20%	30%	
Total de Empresas Entrevistadas					
Costo Medio de Autogeneración 1 Mes	CLP/KWh	267	213	186	185
Costo Medio de Autogeneración 2 Meses	CLP/KWh	267	213	186	185
Costo Medio de Autogeneración 10 Meses	CLP/KWh	193	176	167	164
Sector Minero					
Costo Medio de Autogeneración 1 Mes	CLP/KWh	258	209	185	184
Costo Medio de Autogeneración 2 Meses	CLP/KWh	258	209	185	184

Costo Medio de Autogeneración	Profundidad del Racionamiento				
	5%	10%	20%	30%	
Costo Medio de Autogeneración 10 Meses	CLP/KWh	192	176	168	165
Sector Industrial					
Costo Medio de Autogeneración 1 Mes	CLP/KWh	267	213	186	185
Costo Medio de Autogeneración 2 Meses	CLP/KWh	267	213	186	185
Costo Medio de Autogeneración 10 Meses	CLP/KWh	193	176	167	164
Total Comercio y Otros					
Costo Medio de Autogeneración 1 Mes	CLP/KWh	252	209	188	187
Costo Medio de Autogeneración 2 Meses	CLP/KWh	252	209	188	187
Costo Medio de Autogeneración 10 Meses	CLP/KWh	194	180	173	171

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

- e) **Valorización del Costo de Autogeneración:** se calcula el costo de autogeneración como el producto entre el costo medio (D) y la energía racionada (C). Este costo aplica en una proporción equivalente a la de usuarios que reportaron disposición a utilizar equipos de autogeneración (B).

Tabla 37 - Costo Adicional de Larga Duración por Autogeneración

Costo Adicional de Larga Duración por Autogeneración	Profundidad del Racionamiento				
	5%	10%	20%	30%	
Total de Empresas Entrevistadas					
Costo Energía Autogenerada 1 Mes	CLP/KWh	175	152	138	140
Costo Energía Autogenerada 2 Meses	CLP/KWh	181	156	140	141
Costo Energía Autogenerada 10 Meses	CLP/KWh	131	131	129	126
Sector Minero					
Costo Energía Autogenerada 1 Mes	CLP/KWh	134	162	152	151
Costo Energía Autogenerada 2 Meses	CLP/KWh	149	170	150	149
Costo Energía Autogenerada 10 Meses	CLP/KWh	109	143	136	134
Sector Industrial					
Costo Energía Autogenerada 1 Mes	CLP/KWh	208	156	145	148
Costo Energía Autogenerada 2 Meses	CLP/KWh	214	160	144	148
Costo Energía Autogenerada 10 Meses	CLP/KWh	156	133	134	132
Total Comercio y Otros					
Costo Energía Autogenerada 1 Mes	CLP/KWh	140	129	113	118
Costo Energía Autogenerada 2 Meses	CLP/KWh	137	129	127	125
Costo Energía Autogenerada 10 Meses	CLP/KWh	105	118	117	114

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

- f) **Pérdida de Producción o Disposición a Invertir en Estrategias Adicionales para afrontar Racionamientos Anunciados:** se evalúa la disposición de los usuarios a invertir un porcentaje de sus ingresos anuales en medidas de eficiencia energética y otras estrategias adicionales que permitan afrontar la situación de racionamiento. Se compara dicho porcentaje con la pérdida de producción esperada por el usuario debida al racionamiento (expresada como porcentaje sobre sus ingresos).

Tabla 38 - Pérdida de Producción o Disposición a Invertir en Estrategias Adicionales (en %)

Máximo valor entre la pérdida de producción esperada por el racionamiento programado y la disposición a invertir en estrategias para reducir el consumo de energía en caso de racionamiento programado, expresado como porcentaje sobre las ventas totales	Profundidad del Racionamiento			
	5%	10%	20%	30%
Racionamiento durante 1 Mes				
Total de Empresas Entrevistadas	%	1,4%	2,0%	2,5%
Sector Minero	%	2,0%	2,4%	2,8%
Sector Industrial	%	0,8%	1,4%	2,0%
Sector Comercio y Otros	%	1,9%	2,5%	3,1%
Racionamiento durante 2 Meses				
Total de Empresas Entrevistadas	%	2,2%	2,6%	3,0%
Sector Minero	%	2,7%	3,2%	3,7%
Sector Industrial	%	2,8%	3,1%	3,5%
Sector Comercio y Otros	%	1,3%	1,6%	1,9%
Racionamiento durante 10 Meses				
Total de Empresas Entrevistadas	%	4,2%	5,4%	6,7%
Sector Minero	%	3,2%	3,7%	4,2%
Sector Industrial	%	6,5%	8,8%	11,2%
Sector Comercio y Otros	%	1,6%	2,3%	2,9%

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

- g) **Valorización de la Disposición adicional a Pagar:** se calcula la disposición adicional a pagar como el producto entre los ingresos anuales promedio y el máximo entre ambos porcentajes reportados: disposición a invertir en medidas de eficiencia energética u estrategias adicionales vs. pérdida de producción (F). Dicha disposición se divide por el consumo promedio de los agentes para las distintas duraciones a fines de expresarla en términos de CLP/kWh.

Tabla 39 - Pérdida de Producción o Disposición a Invertir en Estrategias Adicionales (en CLP/kWh)

Pérdida de Producción o Disposición a Invertir en estrategias adicionales para reducir su consumo de energía en caso de racionamiento programado, expresado en CLP	Profundidad del Racionamiento				
	5%	10%	20%	30%	
Racionamiento durante 1 Mes					
Total de Empresas Entrevistadas	CLP/ kWh	311	434	557	819
Sector Minero	CLP/ kWh	331	401	470	497
Sector Industrial	CLP/ kWh	211	355	499	902
Sector Comercio y Otros	CLP/ kWh	1.231	1.642	2.052	2.873
Racionamiento durante 2 Meses					
Total de Empresas Entrevistadas	CLP/ kWh	242	289	336	495
Sector Minero	CLP/ kWh	221	262	304	304
Sector Industrial	CLP/ kWh	345	388	432	710
Sector Comercio y Otros	CLP/ kWh	410	513	616	1.026
Racionamiento durante 10 Meses					
Total de Empresas Entrevistadas	CLP/ kWh	93	120	148	170
Sector Minero	CLP/ kWh	52	61	69	69
Sector Industrial	CLP/ kWh	163	221	278	305
Sector Comercio y Otros	CLP/ kWh	107	148	189	279

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

- h) **Costo de Falla de Larga Duración:** finalmente, se calcula el CFLD como la suma del costo de autogeneración (E) y de la disposición a pagar adicional (G).

Tabla 40 - Estimación del CFLD para el Sistema Eléctrico Nacional por Método Directo en CLP

Estimación del costo de falla de larga duración para clientes libres considerando un caso de racionamiento programado, expresado en CLP	Profundidad del Racionamiento				
	5%	10%	20%	30%	
Racionamiento durante 1 Mes					
Total de Empresas Entrevistadas	CLP/ kWh	486	586	695	959
Sector Minero	CLP/ kWh	466	562	622	649
Sector Industrial	CLP/ kWh	419	511	644	1.049
Sector Comercio y Otros	CLP/ kWh	1.372	1.771	2.165	2.991
Racionamiento durante 2 Meses					
Total de Empresas Entrevistadas	CLP/ kWh	422	444	476	637
Sector Minero	CLP/ kWh	370	432	454	453
Sector Industrial	CLP/ kWh	560	549	575	857
Sector Comercio y Otros	CLP/ kWh	547	642	743	1.151
Racionamiento durante 10 Meses					
Total de Empresas Entrevistadas	CLP/ kWh	223	251	277	296

Estimación del costo de falla de larga duración para clientes libres considerando un caso de racionamiento programado, expresado en CLP	Profundidad del Racionamiento				
	5%	10%	20%	30%	
Sector Minero	CLP/ kWh	162	204	205	203
Sector Industrial	CLP/ kWh	319	353	412	437
Sector Comercio y Otros	CLP/ kWh	212	266	306	393

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

Tabla 41 - Estimación del CFLD para el Sistema Eléctrico Nacional por Método Directo en USD

Estimación del costo de falla de larga duración para clientes libres considerando un caso de racionamiento programado, expresado en USD	Profundidad del Racionamiento				
	5%	10%	20%	30%	
Racionamiento durante 1 Mes					
Total de Empresas Entrevistadas	USD/MWh	579	698	828	1.143
Sector Minero	USD/MWh	555	670	741	773
Sector Industrial	USD/MWh	500	609	767	1.250
Sector Comercio y Otros	USD/MWh	1.635	2.111	2.581	3.565
Racionamiento durante 2 Meses					
Total de Empresas Entrevistadas	USD/MWh	503	530	567	759
Sector Minero	USD/MWh	441	515	541	540
Sector Industrial	USD/MWh	667	654	686	1.022
Sector Comercio y Otros	USD/MWh	652	766	885	1.372
Racionamiento durante 10 Meses					
Total de Empresas Entrevistadas	USD/MWh	266	299	330	353
Sector Minero	USD/MWh	193	243	245	242
Sector Industrial	USD/MWh	380	421	491	520
Sector Comercio y Otros	USD/MWh	253	317	365	469

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

De lo anterior, el CFLD varía entre los 266 y 1.143 USD/MWh para el segmento compuesto por el total de las empresas entrevistadas. Dichos valores se incrementan significativamente cuando se evalúa al sector industrial.

En este caso, el sector industrial es un sector de ingresos altos y consumo medio-alto; pero no alcanza el nivel del sector minero. Por este motivo su costo de falla tiende a ser superior por unidad de energía.

Respecto al hecho de que los valores resulten superiores para el período de 2 meses en algunos sectores y niveles de profundidad de racionamiento, cabe destacar que existe una no-linealidad en la variación del CFLD ante la variable duración.

Ello se explica por el hecho que el porcentaje de ingresos destinado ante un racionamiento, obtenido de las encuestas, no aumenta linealmente en función de la duración (numerador).

Por otro lado, en el denominador, la variable consumo promedio de los usuarios crece linealmente a medida que se consideran escenarios de mayor duración del racionamiento programado.

En cuanto al peso de la autogeneración, entre el resto de las medidas, la siguiente tabla presenta su participación, la cual varía en función del sector, la duración y la profundidad⁴¹.

Tabla 42 - Peso de la Autogeneración como medida ante racionamiento programado

Peso de la Autogeneración como medida ante racionamiento programado	Profundidad del Racionamiento				
	5%	10%	20%	30%	
Racionamiento durante 1 Mes					
Total de Empresas Entrevistadas	%	36%	26%	20%	15%
Sector Minero	%	29%	29%	24%	23%
Sector Industrial	%	50%	31%	23%	14%
Sector Comercio y Otros	%	10%	7%	5%	4%
Racionamiento durante 2 Meses					
Total de Empresas Entrevistadas	%	43%	35%	29%	22%
Sector Minero	%	40%	39%	33%	33%
Sector Industrial	%	38%	29%	25%	17%
Sector Comercio y Otros	%	25%	20%	17%	11%
Racionamiento durante 10 Meses					
Total de Empresas Entrevistadas	%	59%	52%	46%	43%
Sector Minero	%	68%	70%	66%	66%
Sector Industrial	%	49%	38%	32%	30%
Sector Comercio y Otros	%	50%	44%	38%	29%

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

Luego, se calcula el CFLD de cada sector ponderado por duración y profundidad de racionamiento. Para ello, se determina una matriz de ponderadores para cada escenario de duración y profundidad por método de optimización bajo las siguientes restricciones:

- El valor de cada ponderador debe decrecer linealmente a medida que se incrementa la duración o profundidad del racionamiento⁴². Ello implica que un escenario de racionamiento de larga duración o profundidad elevada tiene una probabilidad de ocurrencia menor que la de un escenario de corta duración o profundidad baja.

⁴¹ En líneas generales, ante mayor profundidad de racionamiento, se espera un mayor peso de la autogeneración. No obstante, a medida que se incrementa la duración, cobran mayor peso el resto de las estrategias adicionales.

⁴² Es decir, un escenario de racionamiento de 1 mes y 5% de profundidad debe tener una probabilidad de ocurrencia del doble de un escenario de 2 meses y 5% de profundidad (o de 1 mes y 10% de profundidad).

- b) La suma aritmética de todos los ponderadores individuales resulte igual a 1.

Tabla 43 - Matriz de Ponderadores

Ponderadores		Profundidad del Racionamiento			
		5%	10%	20%	30%
Racionamiento durante 1 Mes	%	32,6%	16,3%	8,2%	5,4%
Racionamiento durante 2 Meses	%	16,3%	8,2%	4,1%	2,7%
Racionamiento durante 10 Meses	%	3,3%	1,6%	0,8%	0,5%

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

La siguiente tabla presenta los resultados obtenidos.

Tabla 44 - CFLD Ponderado por Duración y Profundidad de Racionamiento

Costo de Falla de Larga Duración Ponderado		Profundidad del Racionamiento				Promedio Ponderado
		5%	10%	20%	30%	
Total de Empresas Entrevistadas	USD/MWh	535,9	620,4	715,4	973,5	619,4
Sector Minero	USD/MWh	497,0	595,0	647,5	667,0	557,0
Sector Industrial	USD/MWh	544,4	611,3	724,3	1.133,3	636,5
Sector Comercio y Otros	USD/MWh	1.241,4	1.578,4	1.912,3	2.686,0	1.542,5

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

Finalmente, se pondera el CFLD por los retiros de energía de cada sector:

Tabla 45 - Participación del Sector en los Retiros de Energía

Participación del Sector en los Retiros de Energía	%
Sector Minero	64%
Sector Industrial	29%
Sector Comercio y Otros	7%

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

De esta forma, se alcanza un CFLD Promedio Ponderado de 565 USD/MWh a 949.1 USD/MWh en función de la profundidad del racionamiento. El promedio ponderado por profundidad es de 651.9 USD/MWh.

Tabla 46 - CFLD Ponderado por Retiros

Costo de Falla de Larga Duración Ponderado por Retiros		Profundidad del Racionamiento				Promedio Ponderado
		5%	10%	20%	30%	
CFLD Ponderado por Retiros	USD/MWh	565,0	671,5	762,0	949,1	651,9

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

7.2.2 Costo de Falla de Corta Duración por Método Directo

Para la estimación del CFCD por método directo, se consideraron los resultados del módulo 8 de la encuesta dispuesta en el Anexo V, el cual indaga acerca de los costos económicos asociados a fallas eléctricas intempestivas de distinta duración. Particularmente, se consideran los casos de fallas de hasta 20 minutos, de 1 hora, de hasta 4 horas y superiores a 4 horas. En cada uno de estos casos, se indaga acerca del efecto de las mismas sobre las actividades de la empresa, las posibles pérdidas de producción, la posibilidad de recuperar al menos en parte la producción perdida en caso de falla y los costos asociados.

El procedimiento aplicado consta de las siguientes etapas:

7.2.2.1 Pérdida de ingresos asociado a la falla intempestiva

Se identifica el tiempo efectivo de paralización de actividades reportado por los usuarios para las distintas duraciones de fallas intempestivas. Dicho tiempo es valorizado en función del ingreso horario promedio reportado por los usuarios en cada uno de los sectores considerados. A su vez, se ajusta dicho valor en función del porcentaje de pérdida de procesos productivos que la falla implica y el porcentaje de producción recuperable mediante turnos extra u otras medidas alternativas.

7.2.2.2 Costos directos asociados a la recuperación de actividades tras la falla intempestiva

Posteriormente, se evalúan los costos directos promedio asociados a la recuperación de actividades tras la falla intempestiva. Esto abarca costo de salarios y remuneraciones de la mano de obra utilizada para la recuperación de la producción, el costo de materiales o insumos intermedios irrecuperables, el costo de operación de equipos de respaldo y el costo de reparación/sustitución de maquinarias y equipos sensibles a averías ante fallas intempestivas.

En la siguiente tabla, se muestra el efecto de una interrupción intempestiva de suministro eléctrico para cada uno de los sectores.

Tabla 47 - Efecto de una Interrupción Intempestiva del Servicio

Efecto de una Interrupción intempestiva del servicio en el proceso productivo	Duración de la Interrupción			
	Hasta 20 Minutos	Hasta 1 Hora	Hasta 4 Horas	Más de 4 Horas
Sector Minero				
Tiempo de Paralización de las Actividades	Horas	1,2	1,9	4,6
Porcentaje de Pérdida de los Procesos Productivos	%	84%	81%	85%
Porcentaje Recuperable	%	46%	46%	38%
Costo Directo (Remuneraciones, Materiales, Equipos de Respaldo, Reparaciones)	Miles de CLP	196.237	379.916	575.227
				1.037.269

Efecto de una Interrupción intempestiva del servicio en el proceso productivo	Duración de la Interrupción				
	Hasta 20 Minutos	Hasta 1 Hora	Hasta 4 Horas	Más de 4 Horas	
Sector Industrial					
Tiempo de Paralización de las Actividades	Horas	0,7	1,5	4,6	7,3
Porcentaje de Pérdida de los Procesos Productivos	%	57%	55%	57%	58%
Porcentaje Recuperable	%	23%	22%	18%	17%
Costo Directo (Remuneraciones, Materiales, Equipos de Respaldo, Reparaciones)	Miles de CLP	58.174	109.583	139.878	156.072
Sector Comercio y Otros					
Tiempo de Paralización de las Actividades	Horas	0,3	1,0	4,2	6,8
Porcentaje de Pérdida de los Procesos Productivos	%	48%	43%	59%	59%
Porcentaje Recuperable	%	35%	20%	24%	26%
Costo Directo (Remuneraciones, Materiales, Equipos de Respaldo, Reparaciones)	Miles de CLP	12.138	12.372	18.492	20.874

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

7.2.2.3 Costo de Falla de Corta Duración

Finalmente, se calcula el CFCD como la suma de la pérdida de ingresos promedio asociados a la falla y los costos directos promedio asociados a la recuperación de actividades tras la falla intempestiva.

A continuación, en la siguiente tabla, se muestran los resultados de costos de falla de corta duración para los diferentes sectores.

Tabla 48 - Estimación del Costo de Falla de Corta Duración

Estimación del costo de falla de corta duración para clientes libres considerando una interrupción intempestiva	Duración de la Interrupción				
	Hasta 20 Minutos	Hasta 1 Hora	Hasta 4 Horas	Más de 4 Horas	
Sector Minero					
Ingresos Operativos por Hora	CLP	64.226.326	64.226.326	64.226.326	64.226.326
Pérdida asociada a la falla	CLP	35.041.636	52.739.695	155.987.631	218.764.747
Costo directo de la falla	CLP	196.237.304	379.915.729	575.226.767	1.037.269.384
Potencia Media	KW	43.242	43.242	43.242	43.242
Costo de Falla en CLP	CLP/kWh	16.046	10.006	4.227	4.150
Costo de Falla en USD	USD/MWh	19.123	11.924	5.038	4.945
Sector Industrial					
Ingresos Operativos por Hora	CLP	17.912.363	17.912.363	17.912.363	17.912.363
Pérdida asociada a la falla	CLP	5.225.836	11.377.513	38.511.759	62.377.519
Costo directo de la falla	CLP	58.173.528	109.583.256	139.877.726	156.072.085
Potencia Media	KW	6.783	6.783	6.783	6.783
Costo de Falla en CLP	CLP/kWh	28.041	17.833	6.575	4.601

Estimación del costo de falla de corta duración para clientes libres considerando una interrupción intempestiva	Duración de la Interrupción			
	Hasta 20 Minutos	Hasta 1 Hora	Hasta 4 Horas	Más de 4 Horas
Costo de Falla en USD	USD/MWh	33.419	21.253	7.836
Sector Comercio y Otros				
Ingresos Operativos por Hora	CLP	6.296.142	6.296.142	6.296.142
Pérdida asociada a la falla	CLP	651.429	2.162.910	11.944.101
Costo directo de la falla	CLP	12.137.905	12.371.929	18.492.286
Potencia Media	KW	1.052	1.052	1.052
Costo de Falla en CLP	CLP/kWh	36.459	13.811	7.230
Costo de Falla en USD	USD/MWh	43.451	16.460	8.617
				6.428

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

A modo de resumen, en la siguiente tabla se muestran los costos de falla de corta duración para cada uno de los sectores considerados. Para un mayor detalle respecto al cálculo se sugiere revisar la herramienta de cálculo del Costo de Falla anexa al presente informe.

Tabla 49 - Estimación del CFCD por Método Directo

Estimación del costo de falla de corta duración para clientes libres considerando una interrupción intempestiva	Duración de la Interrupción			
	Hasta 20 Minutos	Hasta 1 Hora	Hasta 4 Horas	Más de 4 Horas
Sector Minero	USD/MWh	19.123	11.924	5.038
Sector Industrial	USD/MWh	33.419	21.253	7.836
Sector Comercio y Otros	USD/MWh	43.451	16.460	8.617
				6.428

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

Luego, se procedió a ponderar cada grupo en función a la probabilidad esperada para distintas duraciones de fallas intempestivas, tomando como base información histórica de la frecuencia de fallas por duración, durante el año 2024⁴³.

Tabla 50 - Frecuencia de Fallas por Duración, año 2023

Duración	Casos	Frecuencia
Hasta 1 hora	5.105	69%
De 1 hora a 4 horas	1.497	20%
Más de 4 horas	835	11%
Total	7.437	100%

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

⁴³ Datos del Coordinador Eléctrico Nacional según lo establecido en el Artículo 4-5 de la Norma Técnica de Indisponibilidad de Suministro y Compensaciones. <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/indices-de-indisponibilidad/indicadores-ntisyc/>

Ponderando por la probabilidad esperada para las distintas duraciones evaluadas de fallas intempestivas se alcanza el siguiente CFCD:

Tabla 51 - CFCD por Sector

Costo de Falla de Corta Duración Ponderado	Unidad	Valor
Sector Minero	USD/MWh	9.755
Sector Industrial	USD/MWh	16.782
Sector Comercio y Otros	USD/MWh	13.755

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

7.3 Resultados Informe Técnico Final Estudio Costos de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM

7.3.1 Costo de Falla de corta duración

Los resultados para el Costo de Falla de Corta Duración en (USD/MWh) del SEN y SSMM, se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 52 - Resumen Resultados CENS Corta Duración en USD/MWh

Método	Segmento	Sector	Subsector	SEN	SSMM 1	SSMM 2	SSMM 3
Valor del Ocio	Regulado	Residencial	Residencial	14.439	11.856	14.676	18.128
Curva de demanda	Regulado	Productivo	Comercial e Industrial	604	2.336	2.368	1.640
Directo	Clientes Libres	Productivo	Industrial	16.782	-	-	-
Directo	Clientes Libres	Productivo	Minero	9.755	-	-	-
Directo	Clientes Libres	Productivo	Otros	13.755	-	-	-

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

Para obtener los resultados de la tabla anteriores, para el subsector residencial, se consideró el método del valor de ocio por ser un método que captura directamente el costo económico marginal asociado al tiempo improductivo generado por interrupciones breves, y que, por lo tanto, respecto del método de la curva de demanda, representa mejor la pérdida económica instantánea por unidad de tiempo de interrupción. A su vez, esto guarda consistencia con el estudio de costos de falla vigente.

Respecto del sector residencial en sus subsectores comercial e industrial, para la estimación del costo de falla se consideraron los resultados obtenidos mediante el método de la curva de demanda bajo la variante de costo medio no eficiente. Este enfoque fue seleccionado por cuanto proporciona una medida robusta y conservadora del perjuicio económico asociado a interrupciones del suministro, al suponer una restricción total del consumo durante una fracción del tiempo. A su vez, ha sido utilizado en estudio de costos de falla anteriores, lo que refuerza su consistencia y comparabilidad con estudios previos.

Respecto del segmento de clientes libres se utilizaron directamente los resultados obtenidos a través de los métodos directos.

Posteriormente, se determina un costo de falla equivalente a partir de un promedio ponderado por los retiros de energía de cada sector en USD/kWh:

Tabla 53 - Retiros de Energía por segmento y sector

Segmento	Sector	Unidad	Chile SEN	SMM10	SMM11	SMM12
Regulado		MWh	30.143.000	13.236	202.069	414.083
Regulado	Residencial	MWh	17.603.637	7.341	106.323	169.966
Regulado	Comercial y Otros	MWh	9.120.038	5.700	73.271	157.132
Regulado	Industrial	MWh	3.419.325	195	22.475	86.985
Clientes Libres		MWh	47.140.000	-	-	-
Clientes Libres	Industrial	MWh	13.624.346	-	-	-
Clientes Libres	Minero	MWh	30.076.831	-	-	-
Clientes Libres	Comercial y Otros	MWh	3.438.823	-	-	-
Total		MWh	77.283.000	13.236	202.069	414.083

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

Tabla 54 - Costos de falla de corta duración para cada sistema eléctrico en USD/kWh.

Costo de falla	SEN	SSMM 1	SSMM 2	SSMM 3
CFCD USD/kWh	10,754	7,616	8,844	8,408

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

Finalmente, a partir de los resultados del método directo se determinarán los costos de falla para los diferentes niveles de interrupción (hasta 1 hora, hasta 4 horas y más de 4 horas). Para ello, se determina para cada sector y sistema eléctrico, la relación entre los valores presentados en las Tabla 49 y Tabla 51 y se multiplican por los valores de la tabla anterior.

A continuación, en la siguiente tabla, se muestran los costos de falla para diferentes niveles de interrupción.

Tabla 55 - Costos de falla de corta duración para diferentes niveles de interrupción en USD/kWh.

Duración	SEN	SSMM 1	SSMM 2	SSMM 3
Hasta 1 Hora	13,336	9,444	10,967	10,426
Hasta 4 Horas	5,388	3,816	4,431	4,213
Más de 4 Horas	4,589	3,250	3,774	3,588

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

7.3.2 Costo de Falla de larga duración

Los resultados para el Costo de Falla de larga Duración en (USD/MWh) del SEN y SSMM, se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 56 - Resumen Resultados CENS Larga Duración

Método	Segmento	Sector	Subsector	SEN	SSMM 1	SSMM 2	SSMM 3
Curva de demanda	Regulado	Residencial	Residencial	476	636	626	527
Costo de respaldo	Regulado	Productivo	Comercial	933	938	948	951
Costo de respaldo	Regulado	Productivo	Industrial	770	776	787	790
Directo - Larga Duración	Clientes Libres	Productivo	Industrial	544	-	-	-
Directo - Larga Duración	Clientes Libres	Productivo	Minero	497	-	-	-
Directo - Larga Duración	Clientes Libres	Productivo	Otros	1.241	-	-	-

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

En la tabla anterior, se muestran los costos de falla representativos para cada sector. En el caso del sector comercial y sector industrial del segmento regulado, se consideró el método de costo de respaldo como representativo ya que se estima que este método entrega una estimación técnicamente consistente y evita la subvaloración inherente de otros enfoques.

Posteriormente, se procede determinar un costo de falla de larga duración equivalente para cada sistema a partir de un promedio ponderado por los retiros de energía de cada sector señalados en la Tabla 53.

En la siguiente tabla, se presentan los costos de falla de larga duración para el SEN y los SSMM.

Tabla 57 - Costos de falla de larga duración para el SEN y SSMM

Duración	Detalle	Unidad	SEN	SMM 1	SMM 2	SMM 3
Larga Duración	Escalón 5%	USD/MWh	597	768	761	743

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

Finalmente, se procedió a segmentar el CENS de larga duración en función de 4 bloques de profundidad de racionamiento: 5%, 10%, 20% y 30%. Para ello, se estimó un factor de escalón de racionamiento en función de los resultados del CFLD por método directo (encuesta a Clientes Libres): para cada bloque de racionamiento se calcula el factor como el cociente entre el promedio del CFLD a dicho nivel de profundidad y el CFLD ponderado.

Tabla 58 - Factor de Escalón de Racionamiento

Factor de escalón de Racionamiento (BASE 5%)	Profundidad del Racionamiento			
	5%	10%	20%	30%
Racionamiento durante 1 MES	109%	134%	156%	197%
Racionamiento durante 2 MESES	92%	102%	108%	131%

Factor de escalón de Racionamiento (BASE 5%)	Profundidad del Racionamiento			
	5%	10%	20%	30%
Racionamiento durante 10 MESES	44%	53%	57%	60%

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

Al aplicar el Factor de Escalón se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 59 - Costos de falla de larga duración por nivel de profundidad y para 1, 2 y 10 meses de racionamiento, en USD/MWh.

Racionamiento durante 1 MES	SEN	SSMM 1	SSMM 2	SSMM 3
5%	653,16	839,95	831,88	812,53
10%	800,78	1.029,78	1.019,89	996,17
20%	933,17	1.200,04	1.188,51	1.160,87
30%	1.178,30	1.515,26	1.500,71	1.465,81
Racionamiento durante 2 MESES	SEN	SSMM 1	SSMM 2	SSMM 3
5%	551,72	709,50	702,69	686,34
10%	606,38	779,78	772,30	754,33
20%	642,48	826,21	818,28	799,25
30%	782,05	1.005,70	996,04	972,87
Racionamiento durante 10 MESES	SEN	SSMM 1	SSMM 2	SSMM 3
5%	265,59	341,54	338,27	330,40
10%	316,83	407,44	403,52	394,14
20%	343,30	441,48	437,24	427,07
30%	358,52	461,04	456,62	446,00

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

Para efectos de representar los Costos de Falla de Larga Duración en diferentes niveles de déficit, a partir de los resultados presentados en la tabla anterior, se establece que, para el SEN y los SSMM, los costos representativos son aquellos determinados para una duración de 1 mes.

Tabla 60 - Costos de Falla de Larga Duración representativos por profundidad (USD/MWh)

Racionamiento durante 1 MES	SEN	SSMM 1	SSMM 2	SSMM 3
5%	653,16	839,95	831,88	812,53
10%	800,78	1.029,78	1.019,89	996,17
20%	933,17	1.200,04	1.188,51	1.160,87
30%	1.178,30	1.515,26	1.500,71	1.465,81

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

8 MECANISMO DE INDEXACIÓN

El Decreto N°86, de 2012, del Ministerio de Energía, que Aprueba el Reglamento para la fijación de Precios de Nudo, en su artículo 29 señala que “dentro del período de cuatro años, los costos para cada nivel de déficit deberán actualizarse en cada proceso tarifario, mediante fórmulas que den cuenta del cambio en el valor de sus principales componentes de costo”.

En este contexto, en el presente capítulo se presenta un mecanismo de indexación para cada uno de los costos de falla.

8.1 Metodología de Indexación Propuesta

A partir de una revisión de los últimos estudios de costos de falla, es posible concluir que las fórmulas de indexación se determinaban en base a fórmulas paramétricas, cuyos componentes se relacionaban con las distintas alternativas de costo de abastecimiento ante un determinado evento de interrupción. Es decir, dichas metodologías de indexación se orientaban a la evolución del costo de respaldo para eventos de interrupciones.

En contraparte, el enfoque metodológico del presente informe determina el costo de falla en función del costo de oportunidad como consecuencia de la interrupción del servicio. En línea con dicha filosofía, se propone la aplicación de una metodología de indexación basada en índices generales por cada tipo de actividad, según se describe a continuación.

8.1.1 Categoría Residencial.

Los métodos para inferir el CENS para esta categoría son la teoría del intercambio trabajo-ocio y la variación del excedente del consumidor también conocido como el área bajo la curva de demanda. En el primer caso el costo de falla se calcula valorizando el tiempo de ocio que se pierde ante una interrupción del servicio, esa valorización se realiza a través del ingreso horario. Por lo tanto, la indexación del costo de falla bajo esta metodología se debe realizar en función de la evolución del índice del precio al consumidor. En el caso de la estimación por medio de la función demanda, los parámetros que caracterizan dicha función son el precio de la energía y el nivel de ingreso personal, por lo tanto, resulta de aplicación el mismo índice de ajuste.

8.1.2 Categoría comercial y otros.

En el caso de las categorías Comercial y Otros, la metodología de indexación de los costos de falla se determina considerando los métodos utilizados para calcular dichos costos, los cuales corresponden al valor agregado perdido, costo de respaldo y curva de demanda. En estos sectores, una pérdida de suministro se asocia directamente a la pérdida de ventas, lo que se vincula naturalmente a la evolución del índice de precios. Asimismo, se considera la necesidad de adquirir tecnologías de generación para evitar pérdidas de ventas o daños en productos perecibles refrigerados, junto con las compensaciones por molestias a los clientes.

Conforme a lo expuesto, esta medida del costo de oportunidad del sector debe ser indexada por la evolución de los ingresos del sector, la cual está considerada en los distintos rubros del Índice de Precios al Consumidor.

8.1.3 Categorías Industrial y Minería.

Para estos sectores, los métodos de estimación del costo de falla son el valor agregado perdido, el costo de respaldo y el método directo. Por lo tanto, se propone que la forma de indexar el costo de falla de estos sectores sea mediante una combinación del índice de precios específico de cada actividad y mediante el costo de combustible como insumo principal del enfoque de costo de respaldo. Este último, es relevante en el contexto de los métodos de costo de respaldo y método directo.

Para determinar la participación del costo de combustibles se realizó un análisis de sensibilidad del costo de falla que permitió determinar el coeficiente de elasticidad del costo de falla ante dicha variable.

8.1.4 Fórmula de indexación

La especificación matemática para el índice de ajuste mensual es la siguiente:

$$IA_{SE-i} = (\alpha_{Com\&Ots} + \alpha_{Res}) \times \frac{IPC_t}{IPC_0} + \alpha_{Ind} \times \frac{IPP Ind Gral_t}{IPP Ind Gral_0} + \alpha_{Min} \times \frac{IPP Min_t}{IPP Min_0} + \alpha_{Diesel} \times \frac{Prec Diesel_t}{Prec Diesel_0}$$

Donde:

IA_{SE-i} : corresponde al índice de ajuste aplicable al costo de falla de corta duración o larga duración, según corresponda, del respectivo sistema eléctrico i.

i : representa el sistema eléctrico respectivo, esto es SEN o cada una de las agrupaciones de SSMM.

α_{Res} : corresponde a la participación del segmento residencial;

$\alpha_{Com\&Ots}$: corresponde a la participación de las empresas del sector comercial, servicios y otros en el total;

$\frac{IPC_t}{IPC_0}$: corresponde a la evolución del índice de precios al consumidor nivel general con base a 2023=100 o la que corresponda, publicado por el INE, entre el periodo cero y el periodo t;

α_{Ind} es la participación de empresas del sector industrial en el total;

$\frac{IPP\ Ind\ Gral_t}{IPP\ Ind\ Gral_0}$: corresponde a la evolución del índice de precios al productor industrial nivel general con base 2019=100 o la que corresponda, publicado por el INE, entre el periodo cero y el periodo t;

α_{Min} : corresponde a la participación de minería en el total de energía retirada;

$\frac{IPP\ Min_t}{IPP\ Min_0}$: corresponde a la evolución del índice de Precios al Productor sector Minería, con base 2019=100 o la que corresponda, publicado por el INE entre el período cero y el periodo t;

$\frac{Prec\ Diesel_t}{Prec\ Diesel_0}$: corresponde a la evolución del Precio de Paridad de Petróleo Diésel, en \$/L entre el período cero y el período t, considerando como tasa de cambio el dólar promedio mensual del respectivo mes publicado por el banco central. Para estos efectos, se utilizarán los valores publicados por la Comisión en su sitio web.

$\frac{TCO_t}{TCO_0}$: corresponde a la evolución del valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, entre el período cero y el período t.

Respecto del período base, este corresponde a diciembre de 2023.

Por otro lado, dada la naturaleza de los índices de indexación, a excepción del precio del diésel, se considerará que el período t corresponde al período de 2 meses antes del mes al que se busca realizar la indexación. Por ejemplo, si se desea indexar a diciembre de 2025, entonces se deben utilizar los valores de octubre de 2025.

En el caso del precio del diésel, considerando su variabilidad e impacto en los diferentes sectores, el valor a utilizar corresponderá al máximo promedio mensual del precio de paridad observados en una ventana de seis meses, a contar del segundo mes anterior al que se realiza la indexación.

Los ponderadores, o coeficientes α , se determinan como porcentaje de energía retirada por el sector o actividad en el total de energía retirada, valorizada al costo de falla respectivo⁴⁴, y la fuente para dicha variable es el Balance Nacional de Energía (BNE).

A continuación, en la siguiente tabla, se presenta los ponderadores utilizados, calculados con base en el BNE del año 2023 e información suministrada por la CNE y con los valores de CENS resultantes del presente informe.

⁴⁴ Es decir, se multiplica el total de energía retirada por cada sector por el CENS de dicho sector, de esta forma las ponderaciones siguen la especificación de un índice de Laspeyres que toma en consideración tanto el efecto del volumen físico de energía retirada por cada sector, como así también el costo de las interrupciones de energía a dicho sector.

Tabla 61 – Ponderadores para fórmula de indexación.

Sector	Índice de Ajuste	SEN CD	SEN LD	SSMM 1 CD	SSMM 1 LD	SSMM 2 CD	SSMM 2 LD	SSMM 3 CD	SSMM 3 LD
Residencial	IPC	30,6%	18,2%	86,3%	45,9%	87,3%	43,3%	88,5%	29,1%
Comercial + Otros	IPC	6,4%	23,0%	13,2%	43,8%	9,7%	37,6%	7,4%	40,4%
Industrial	IPP Industria General	27,8%	15,5%	0,5%	1,1%	3,0%	8,2%	4,1%	15,9%
Minería	IPP Minería	35,3%	22,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Combustible	Precio Diesel	0,0%	20,7%	0,0%	9,3%	0,0%	10,9%	0,0%	14,6%
Total		100,0%							

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

En la tabla, se puede observar que los coeficientes de indexación están determinados en el SEN fundamentalmente por la actividad minería e industria, en tanto que la categoría residencial presenta, en términos de energía, una participación significativamente menor que la que se presenta en los sistemas medianos.

8.2 Desarrollo para ajuste automático de Costo de Falla

Se desarrolló, en soporte Excel, un modelo para determinar de manera sencilla el ajuste del costo de falla por variaciones en índices de precios generales.

Siguiendo la metodología propuesta por el Consultor en el apartado anterior, el ajuste del costo de falla es calculado para los sistemas SEN y SSMM, mediante la agregación y ponderación de diferentes categorías de consumo o actividades económicas llevadas a cabo en dichos sistemas; estas categorías son las siguientes:

1. Residencial
2. Comercial + Otras actividades
3. Industrial General
4. Minería
5. Precio de paridad del Combustible Diesel

El procedimiento general para calcular el coeficiente de ajuste para cada uno de los sistemas consistió en identificar un índice general de ajuste para cada una de las actividades antes mencionadas, y luego determinar el índice del sistema eléctrico ponderando los índices de las actividades. Adicionalmente, dada la importancia del costo del combustible en el método del costo de respaldo se optó por segmentar el efecto de la evolución de este componente en la actualización del costo de falla.

Por último, dado que el costo de falla se calcula en dólares y el esquema de actualización está compuesto por índices domésticos, se incorporó un factor de ajuste al índice de actualización para tomar en consideración la evolución del tipo de cambio observado.

En este contexto, la estructura de la planilla Excel está determinada por seis solapas que contienen información de los índices generales usados para el ajuste de cada una de las actividades. Esas solapas son:

- IPP-Minería: contiene la evolución del índice de precios al productor del sector minería.
- IPP-industria: contiene la evolución del índice de precios al productor del sector industrial general.
- IPC: es el índice de precios al consumidor
- Salario Nominal: contiene el índice nominal de remuneraciones.
- Precio del Diesel
- Tipo de cambio observado.

Las solapas mencionadas constituyen el módulo de ingreso de datos, y es en dichas solapas donde se importan las series de índices de precios a los fines de poder determinar el coeficiente de ajuste las cuales deben mantenerse actualizadas en la Base de Datos.

Por otra parte, en la solapa “Parámetros y resultados” se incluyen algunos parámetros que pueden ser seleccionados para sensibilizar los resultados del índice de ajuste.

Básicamente hay dos tipos de parámetros a considerar, y son las fechas de inicio y finalización del período de ajuste del costo de falla y la participación de cada una de las actividades en el sistema eléctrico considerado.

En cuanto a los resultados se tiene la siguiente figura.

Figura 7 - Coeficiente de Ajuste del CENS

Sector	Residencial		Comercial + Otros		Industrial		Minería		Precio Combustible		Todos		SEN	SSMM
Índice	Índice	Coef Ajuste	Índice	Coef Ajuste	Índice	Coef Ajuste	Índice	Coef Ajuste	Índice	Coef Ajuste	TCO	Coef Ajuste	Índice Ponderado	Índice Ponderado
Fecha Inicio	dic-21		86,25		86,20		153,86		182,32		760,02		849,12	
Fecha Final	dic-24		111,01	1,29	105,62	1,23	177,00	1,15	198,00	1,09	951,51	1,25	982,30	1,16

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

Como se puede ver en la tabla anterior, en el período comprendido entre diciembre 2021, y diciembre 2024 el índice del SEN verificó una subida de 4%, en tanto que el índice de los SSMM muestra un incremento superior en torno al 7%, la razón de esta diferencia es que el índice de salarios presentó una variación superior que la experimentada por los índices de la industria minera y de la industria general, así como también el precio de los combustibles.

Otro punto importante a tener en consideración es que el valor del costo de falla obtenido por los métodos descritos en las secciones anteriores está expresado en valores promedios del año base del estudio, que en el presente informe corresponde al promedio del año 2023. Sin embargo, la indexación debe tomar como valor base los costos de fallas a diciembre del año base, por ende, se definió el siguiente índice de ajuste para convertir los valores promedios anuales a diciembre del año base.

Figura 8 - Coeficiente de Conversión del CENS (promedio año – fin año)

CFCD															
Sector	Residencial		Comercial + Otros		Industrial		Minería		Precio Combustible		SEN CD	SMM-10 CD	SMM-11 CD	SMM-12 CD	
Índice	Ind. Salario Nominal		IPC Nivel General		IPP Industria Gral		IPP Minería		Indice Precio Diesel	Índice Ponderado	Indice Ponderado	Indice Ponderado	Indice Ponderado		
Período	Índice	Coef Ajuste	Índice	Coef Ajuste	Índice	Coef Ajuste	Índice	Coef Ajuste	Índice	Coef Ajuste	Coef Ajuste	Coef Ajuste	Coef Ajuste		
Año Inicio	2023	100,19	99,67		155,63		170,56		660,83						
Mes final año	dic-23	102,93	1,03	101,04	1,01	159,24	1,02	175,88	1,03	634,49	0,96	1,026	1,024	1,025	1,025

CFLD															
Sector	Residencial		Comercial + Otros		Industrial		Minería		Precio Combustible		SEN CD	SMM-10 CD	SMM-11 CD	SMM-12 CD	
Índice	Ind. Salario Nominal		IPC Nivel General		IPP Industria Gral		IPP Minería		Indice Precio Diesel	Índice Ponderado	Indice Ponderado	Indice Ponderado	Indice Ponderado		
Período	Índice	Coef Ajuste	Índice	Coef Ajuste	Índice	Coef Ajuste	Índice	Coef Ajuste	Índice	Coef Ajuste	Coef Ajuste	Coef Ajuste	Coef Ajuste		
Año Inicio	2023	100,19	99,67		155,63		170,56		660,83						
Mes final año	dic-23	102,93	1,03	101,04	1,01	159,24	1,02	175,88	1,03	634,49	0,96	1,011	1,013	1,013	1,009

Fuente: Estudio Costo de Falla Informe Final 2025

La figura anterior presenta el ajuste que es necesario realizar por sistema eléctrico y por tipo de costo de falla (larga o corta duración) a fin de expresar el costo de falla promedio anual a valores de diciembre del año base.

9 ANEXO I – CÁLCULO DE ELASTICIDADES POR EL MODELO DE AJUSTE PARCIAL

El Modelo de Ajuste Parcial es ampliamente utilizado, y permite estimar elasticidades, precio e ingreso de corto y largo plazo con información solamente de las variables consumo, precios e ingresos, por ello resulta adecuado para situaciones en que no se dispone de otras variables que forman parte de la demanda de energía, como por ejemplo datos sobre el stock de capital.

La idea central de este enfoque es que el consumo deseado, de energía eléctrica, es aquel que elegirían los usuarios si su stock de equipos estuviera en su óptimo de largo plazo. Y así sería todo el tiempo si no fuera inviablemente costoso ajustar, de manera instantánea, el stock de equipos cuando cambia el precio de los equipos, el precio de la electricidad, el de los energéticos sustitutos, o el ingreso. Por lo tanto, en un momento dado el stock de equipos y el consumo de energía serán distintos al equilibrio de largo plazo.

El modelo supone que el consumo de energía eléctrica deseado en un momento t , C^*_{*t} depende “*ceteris paribus*⁴⁵” del precio de la energía bajo la siguiente forma funcional.

$$\ln(C^*_{*t}) = \alpha + \beta * \ln(P_t) + \mu_t \quad [26]$$

La ecuación anterior es la ecuación de equilibrio que determina el consumo óptimo de largo plazo. Si las personas ajustarán instantáneamente el stock de equipos cuando cambia el precio de la electricidad, el consumo observado C_t sería igual al deseado, C^*_{*t} ; las elasticidades-precio de corto y largo plazo serían idénticas. Sin embargo, ni el ajuste del stock de equipos es instantáneo ni tampoco se puede observar C^*_{*t} .

Para modelar el ajuste paulatino del stock de equipos suponemos que el cambio del consumo de electricidad de un período t al otro, $\ln(C_t) - \ln(C_{t-1})$ presenta la siguiente expresión:

$$\ln(C_t) - \ln(C_{t-1}) = \delta(\ln(C^*_{*t}) - \ln(C_{t-1})) \quad [27]$$

Siendo δ el coeficiente de ajuste.

La ecuación anterior muestra la dinámica del ajuste parcial, es decir, el cambio en el consumo en cualquier momento del tiempo t es alguna fracción δ del cambio deseado durante ese período.

Si $\delta = 1$ significa que el consumo observado es igual al deseado (el ajuste es instantáneo). Si $\delta = 0$ significa que nada cambia, puesto que el consumo actual en el tiempo t es el mismo que el observado en el tiempo $t-1$. Generalmente se espera que $0 < \delta < 1$, puesto que es probable que el

⁴⁵ La cláusula *ceteris paribus* significa que para simplificar la notación se omiten el resto de las variables que influyen sobre la demanda de electricidad, considerando que las mismas se mantienen constantes.

ajuste al consumo deseado sea incompleto debido a rigidez, inercia, etc. (de aquí el nombre de ajuste parcial).

El mecanismo de ajuste expresado en la ecuación anterior puede ser escrito alternativamente como:

$$\ln(C_t) = \delta * \ln(C_{*t}) + (1 - \delta) * \ln(C_{t-1}) \quad [28]$$

Mostrando que el consumo de electricidad observado en el momento t es un promedio ponderado del consumo deseado en ese momento y el consumo observado en el período anterior, siendo δ y $(1-\delta)$ las ponderaciones. Sustituyendo la ecuación [18] en la ecuación [20] se obtiene la función de equilibrio de corto plazo (ajuste parcial).

$$\begin{aligned} \ln(C_t) &= \delta * (\alpha + \beta * \ln(P_t) + \mu_t) + (1 - \delta) * \ln(C_{t-1}) = \delta\alpha + \delta\beta * \ln(P_t) + (1 - \delta) * \\ &\ln(C_{t-1}) + \delta\mu_t \end{aligned} \quad [29]$$

Puesto que la **Ecuación [18]** representa la demanda de electricidad de largo plazo o de equilibrio, la **Ecuación [21]** se denomina función de demanda de electricidad de corto plazo, puesto que en el corto plazo el consumo de electricidad puede no ser necesariamente igual a su nivel de largo plazo. Una vez que se estima la función de corto plazo de la **Ecuación [21]** y se obtiene la estimación del coeficiente de ajuste δ , se puede derivar fácilmente la función de largo plazo dividiendo simplemente $\delta\alpha$ y $\delta\beta$ por δ y omitiendo el término rezagado de C , obteniéndose la **Ecuación [18]**.

10 ANEXO II – RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN

Los resultados del presente anexo pueden ser revisados en el Anexo II del Estudio, publicado en la página web de la Comisión.

11 ANEXO III: RESPECTO DE LA REPRESENTATIVIDAD

Los resultados del presente anexo pueden ser revisados en el Anexo III del Estudio, publicado en la página web de la Comisión.

12 ANEXO IV: HERRAMIENTA DE CÁLCULO DE COSTO DE FALLA

12.1 Estructura Interna de la Herramienta

El modelo de cálculo se desarrolla en dos archivos de Microsoft Excel:

- 1) **Modelo CENS CHILE:** En este archivo se calcula el costo de energía no suministrada (CENS) o costo de falla, mediante la aplicación de las fórmulas específicas correspondientes a cada enfoque de cálculo desarrolladas en la sección 3.6 del presente informe. Cabe destacar que, conforme lo desarrollado en la descripción del marco conceptual, el CENS es calculado tanto para interrupciones de corta duración o intempestivas, como para interrupciones de larga duración o con preaviso, adicionalmente la combinación de diferentes enfoques (directos e indirectos) permite considerar una gama de costos de falla en función de la duración y la profundidad de la falla lo que posibilita tomar en cuenta las diferentes dimensiones del racionamiento eléctrico.
- 2) **Base de datos:** Este archivo consiste en una planilla de insumo para el cálculo del costo de falla por los distintos enfoques, la misma contiene tabulada y procesada, con periodicidad anual, toda la información necesaria para el cálculo del CENS. Las fuentes⁴⁶ de este archivo son sitios oficiales de estadísticas, organismos del sector energético y la propia CNE. La lógica implícita en el diseño de la herramienta de cálculo es que la base de datos se mantenga actualizada y permita recalcular periódicamente el costo de falla.

La lógica de la segmentación de la herramienta en dos archivos es que la base de datos se puede ir actualizando periódicamente para conformar una verdadera base con series anuales de las variables de cálculo, por otra parte, en el modelo de cálculo se incluye un selector del año o fecha a la cual aplicar las fórmulas para calcular el CENS, de esta manera, se puede calcular el CENS en cualquier año del período considerado. Con esta metodología la realización de futuros cálculos del CENS consiste en actualizar la base de datos y escoger el año para el cual determinar el CENS.

12.2 Lógica de funcionamiento de la herramienta

La estructura del Modelo CENS consta de tres tipos o módulos interrelacionados:

- ✓ **Módulo Insumos:** en este módulo se importan los datos necesarios para la estimación del CENS que fueron procesados en la Base de Datos, adicionalmente se encuentra el selector del año base para la realización del cálculo del CENS y las opciones de parámetros generales y particulares a definir para calcular el CENS.

⁴⁶ En la descripción de la herramienta de cálculo y aplicación al cálculo del CENS desarrollado en secciones siguientes se describirá en detalle las fuentes consultadas para cada método de cálculo.

- ✓ **Módulo Cómputos:** pertenecen a este módulo las solapas con las fórmulas de cálculo del CENS por cada uno de los métodos propuestos. Este módulo puede ser considerado como una especie de “caja negra” en el sentido de que no se debe intervenir en las fórmulas de cálculo del CENS por el usuario.
- ✓ **Módulo Resultados:** en el módulo resultados se presentan los valores de CENS de corta y larga duración con la apertura por duración de la interrupción y por profundidad.

12.3 Descripción del modelo de cálculo del CENS

Las indicaciones generales de la utilización de la herramienta se encuentran en la hoja “Índice” del archivo “Modelo CENS CHILE”. En dicha solapa se incluye el código de validación y criterios de definición de los valores de cada celda, el vínculo a cada módulo de la herramienta y la descripción de los mismos.

12.3.1 Módulo Insumos

Existen insumos de carácter general e insumos específicos a cierto método de estimación del CENS.

12.3.1.1 Insumos de carácter general

La solapa “Datos Generales” presenta una serie de información que se utiliza para determinar el CENS de acuerdo con las distintas metodologías previstas:

- a) Datos de mercado (ventas de energía, cantidad de clientes, precios de energía eléctrica).
- b) Datos socioeconómicos (tipo de cambio, población, empleo, ingreso medio, PIB, índice de electrificación, impuestos y tasas, precio Diesel Oil y otros).
- c) Datos de los generadores utilizados para determinar el costo de respaldo (Costos de inversión en equipos de respaldo, capacidades, vida útil, etc).

12.3.1.2 Insumos específicos:

- a) Hoja “Elasticidades” presenta los parámetros de elasticidad precio e ingreso de la demanda de corto y largo plazo utilizados en el cálculo por el método de variación del excedente o de la función demanda. En esta solapa se encuentra un botón para ejecutar la macro o *solver* que permite calcular el Costo de Falla por medio de este enfoque.
- b) Hoja “Valor del Ocio” presenta una tabla de actividades realizadas por los hogares en un día promedio con lo que resulta posible determinar la asignación del tiempo a cada una de dichas actividades para estimar el CENS mediante la metodología del Valor de Ocio. La fuente para este insumo es la Encuesta Nacional de Uso del Tiempo ENUT (2023).

Cabe recordar que todo el respaldo de la información utilizada en este archivo, junto con los cálculos realizados y las fuentes utilizadas se encuentran en el archivo anexo “Base de datos”.

12.3.2 Módulo Cómputos

12.3.2.1 Metodología de la Curva de demanda

El costo de falla de corta y larga duración para el sector residencial con base en el método de la curva de demanda se calcula en las siguientes solapas:

- ✓ Hoja “Largo Plazo” presenta el cálculo del CENS de largo consistente con la metodología de Función de Demanda a través del Costo Marginal del kWh interrumpido y de los costos medios calculados mediante las variaciones equivalentes y variaciones compensatorias siguiendo el enfoque desarrollado por (Benavente y otros, 2005).
- ✓ Hoja “Corto Plazo” se realiza el cálculo del CENS de corto plazo consistente con la metodología de Función de Demanda.
- ✓ Hoja “CENS Fc. de Demanda”. resume el cálculo del CENS de corto y largo plazo consistente con la metodología de Función de Demanda.

12.3.2.2 Metodología Costo de Respaldo

Se calcula el costo de falla de para los sectores comerciales e industriales asociados con interrupciones del suministro de 18 horas, asumiendo inversión y costos de operación de equipos de autogeneración de diferentes capacidades, los cálculos se encuentran en la siguiente solapa:

- ✓ Hojas “Autog” presenta el cálculo del CENS consistente con la metodología de Costo de Respaldo.

12.3.2.3 Metodología del Valor Agregado Perdido

Con este enfoque se calcula el CENS para el total de la economía y para los sectores comercial e industria (incluyendo minería) respectivamente:

- ✓ Hoja “Valor Agregado”, calcula el CENS tomando como base el valor de la producción, los coeficientes de elasticidad ingreso del consumo de electricidad sectorial, y el coeficiente de electrificación.

12.3.2.4 Metodología del Intercambio Trabajo-Ocio

Con este enfoque se calcula el CENS para sector Residencial en función de la valorización del costo de oportunidad del tiempo de ocio que se pierde durante las interrupciones del suministro eléctrico:

- ✓ El cálculo del CENS consistente con la metodología de Valor del Ocio se presenta en la hoja “CENS Residencial”.

12.3.3 Módulo Resultados

- ✓ Hoja “Resumen”, presenta un resumen de los resultados obtenidos considerando las distintas metodologías, los bloques de profundidad de racionamiento, y la duración de las interrupciones. Los resultados se presentan para cada tipo de sistema (SEN y SSMM) y también un valor único (ponderado por energía) para el Sistema Nacional.
- ✓ Hoja “Resumen (\$)", presenta los resultados en moneda local, en virtud de que la fórmula de indexación debe ser aplicada al costo en moneda doméstica.

13 ANEXO V: CUESTIONARIO UTILIZADO Y FLUJO DE PREGUNTAS

A continuación se presenta el cuestionario aplicado a las empresas para el desarrollo del Estudio, para mayor detalle referirse Capítulo 7 del Estudio.

Figura 9 - Cuestionario utilizado.

Estudio Energía																										
<p>Buenos Días / Buenos Tardes, mi nombre es _____ y trabajo en Ipsos Chile, que en estos momentos está haciendo un estudio para la Comisión Nacional de Energía para conocer aspectos relacionados a la energía que se utiliza en su compañía. La información que usted representando a su empresa nos entregue será tratada de forma absolutamente confidencial.</p>																										
HORA DE INICIO DE ENCUESTA																										
INFORMACION GENERAL																										
<p>1. Para iniciar, me podrías responder estas preguntas considerando la información del último balance de la empresa.</p>																										
<table border="1"> <tr> <td style="width: 30%;">Registre Nombre de Planta / Sede</td> <td></td> </tr> <tr> <td colspan="2"> <p>a Ventas o ingresos operativos totales de la planta Año 2023:</p> </td> </tr> <tr> <td colspan="2"> <p>b Costos operativos totales de la planta Año 2023:</p> </td> </tr> <tr> <td colspan="2"> <p>c Personal administrativo y gerencia:</p> </td> </tr> <tr> <td colspan="2"> <p>d Personal / Mano de obra de producción o servicio:</p> </td> </tr> <tr> <td colspan="2"> <p>e Personal de mantenimiento y servicios (incluido personal de aseo y limpieza):</p> </td> </tr> <tr> <td colspan="2"> <p>f Remuneración total del año 2023 para personal administrativo y gerencia:</p> </td> </tr> <tr> <td colspan="2"> <p>g Remuneración total del año 2023 para personal mano de obra producción, mantenimiento y servicios:</p> </td> </tr> </table>		Registre Nombre de Planta / Sede		<p>a Ventas o ingresos operativos totales de la planta Año 2023:</p>		<p>b Costos operativos totales de la planta Año 2023:</p>		<p>c Personal administrativo y gerencia:</p>		<p>d Personal / Mano de obra de producción o servicio:</p>		<p>e Personal de mantenimiento y servicios (incluido personal de aseo y limpieza):</p>		<p>f Remuneración total del año 2023 para personal administrativo y gerencia:</p>		<p>g Remuneración total del año 2023 para personal mano de obra producción, mantenimiento y servicios:</p>										
Registre Nombre de Planta / Sede																										
<p>a Ventas o ingresos operativos totales de la planta Año 2023:</p>																										
<p>b Costos operativos totales de la planta Año 2023:</p>																										
<p>c Personal administrativo y gerencia:</p>																										
<p>d Personal / Mano de obra de producción o servicio:</p>																										
<p>e Personal de mantenimiento y servicios (incluido personal de aseo y limpieza):</p>																										
<p>f Remuneración total del año 2023 para personal administrativo y gerencia:</p>																										
<p>g Remuneración total del año 2023 para personal mano de obra producción, mantenimiento y servicios:</p>																										
<table border="1"> <tr> <td style="width: 50%;">h Cantidad de días laborables por semana</td> <td style="width: 50%;">Cantidad de semanas laborables al año</td> </tr> <tr> <td colspan="2"> <p>i Turnos de trabajo (marcar la opción que corresponda)</p> </td> </tr> <tr> <td colspan="2"> <p>j Horas de trabajo turno 1</p> </td> <td colspan="5">Cantidad de horas mes</td> </tr> <tr> <td colspan="2"> <p>k Horas de trabajo turno 2</p> </td> <td colspan="5">Cantidad de horas mes</td> </tr> <tr> <td colspan="2"> <p>l Horas de trabajo turno 3</p> </td> <td colspan="5">Cantidad de horas mes</td> </tr> </table>		h Cantidad de días laborables por semana	Cantidad de semanas laborables al año	<p>i Turnos de trabajo (marcar la opción que corresponda)</p>		<p>j Horas de trabajo turno 1</p>		Cantidad de horas mes					<p>k Horas de trabajo turno 2</p>		Cantidad de horas mes					<p>l Horas de trabajo turno 3</p>		Cantidad de horas mes				
h Cantidad de días laborables por semana	Cantidad de semanas laborables al año																									
<p>i Turnos de trabajo (marcar la opción que corresponda)</p>																										
<p>j Horas de trabajo turno 1</p>		Cantidad de horas mes																								
<p>k Horas de trabajo turno 2</p>		Cantidad de horas mes																								
<p>l Horas de trabajo turno 3</p>		Cantidad de horas mes																								
<p>2. Ahora quisiera que nos hiciera una descripción breve de los productos o servicios producidos/ofrecidos en la planta</p>																										
<table border="1"> <tr> <td></td> </tr> </table>																										

3. Y ahora, por favor háganos una descripción breve del proceso productivo/operativo de la planta, desde manejo de insumos hasta producto final

--	--

4. Ahora hablaremos del destino de la producción. ¿Me podría decir si los productos / servicios que producen en la planta, se exportan?

1	Si =====>	4.1. ¿Qué porcentaje de los productos / servicios que produce esta planta se exporta?	z
2	No => Pase a P.5.		

CARACTERISTICAS DEL SERVICIO ELECTRICO QUE UTILIZA LA PLANTA

5. Ahora quisiera que me pudiera indicar la siguiente información:

a Capacidad conectada total de la planta/empresa
b Capacidad contratada total con proveedor
c Nombre de la empresa que suministra electricidad a la planta
d Nombre de subestación o barra en la que compra electricidad al proveedor

kW	
kW	
Nombre	(PROGRAMADOR: CONSIDERAR AL MENOS 10 NOMBRES)
Nombre	(PROGRAMADOR: CONSIDERAR AL MENOS 10 NOMBRES)

6. ¿Es esta compañía autoproductor de energía?

1	Si (Pase a P.6.1.)
2	No (Salte a P.7)

SOLO CODIGO 1 EN P.6

- 6.1. ¿Cuál es el tipo de auto generación con el que cuenta?

1 Solar
2 Diesel
3 Otro (escribir) _____
9 Ninguno

A TODOS

7. Ahora, ¿me podría indicar lo siguiente? (LEER PREGUNTAS a,b Y c UNA POR UNA).

a Las compras de energía durante los años 2022 y 2023 (en Kwh y \$)	Año 2022	<input type="text"/>	Costo de combustible (Pesos \$)	<input type="text"/>				
	Año 2023	<input type="text"/>	kWh	<input type="text"/>				
b Las ventas de energía años 2022 y 2023 (kWh y \$)	Año 2022	<input type="text"/>	Arriendo de Equipos (Pesos \$)	<input type="text"/>				
	Año 2023	<input type="text"/>	kWh	<input type="text"/>				
c La energía autogenerada para consumo propio durante los años 2022 y 2023 (kWh) (chequear con respuesta anterior sobre autoproducción)	Año 2022	<input type="text"/>	Personal Externo (Pesos \$)	<input type="text"/>				
	Año 2023	<input type="text"/>	kWh	<input type="text"/>				
			Otros costos (Pesos \$)	<input type="text"/>				
			Total (Pesos \$)	<input type="text"/>				

8. Y considerando un día de actividad típico del establecimiento, ¿me podría indicar el porcentaje de consumo de energía eléctrica por bloques horarios?

Bloque 1: de 06:00 a 17:59hs	<input type="text"/>	z
Bloque 2: de 18:00 a 22:59hs	<input type="text"/>	z
Bloque 3: de 23:00 a 05:59hs	<input type="text"/>	z
Controlar que la suma es 100%	<input type="text"/>	z

9. ¿La planta tiene equipos de respaldo (no considerar equipos de autogeneración)?

1	Si => Pase a P.10
2	No => Salte a P.13

SOLO SI EN P.10 RESPONDE CODIGO 1 - RESTO PASE A PREGUNTA 13.

10. ¿Me podría indicar qué tipo de respaldo tienen?
(Encuestador: mencionar uno a uno los tipos de equipamiento y registrar respuesta según corresponda)

1	Equipo o grupo electrógeno (generador Stand by)
2	UPS
3	Sistema de Baterías
4	Otros (indicar): _____

11. Y durante cuántas horas de uso continuo pueden abastecer de carga la planta **(Encuestador: pregunte para cada tipo de equipamiento que le mencionen en la respuesta anterior).**

=====>	anote número de horas de uso
=====>	anote número de horas de uso
=====>	anote número de horas de uso
=====>	anote número de horas de uso

12. Ahora, quisiera que me pudiera describir las siguientes características de los equipos de respaldo que posee la empresa

	MARCA	MODELO	Potencia real (KW)	Combustible	Rendimiento (kWh/lt)	Objetivo principal del equipo	¿Se utiliza en procesos productivos?
1							1=Si 2=No
2							1=Si 2=No
3							1=Si 2=No
4							1=Si 2=No
5							1=Si 2=No
6							1=Si 2=No
7							1=Si 2=No
8							1=Si 2=No
9							1=Si 2=No
10							1=Si 2=No

INFORMACION SOBRE CALIDAD DEL SERVICIO

RESPONDEN TODOS LOS ENTREVISTADOS

13. Me podría mencionar cuántas interrupciones intempestivas CON DURACIÓN DE MÁS DE UN MINUTO de servicio eléctrico se produjeron durante el año...

2022 _____ anote cantidad en número
 2023 _____ anote cantidad en número

14. Y Cuántas interrupciones intempestivas del servicio QUE HAYAN DURADO MENOS DE UN MINUTO se produjeron durante el año...

2022 _____ anote cantidad en número
 2023 _____ anote cantidad en número

15. Ahora, considerando su percepción, ¿cómo calificaría su satisfacción con respecto a la continuidad del servicio eléctrico?. **(Encuestador: lea alternativas)**

4	Muy satisfecho
3	Satisfecho
2	Poco satisfecho
1	Insatisfecho
9	No sabe / No responde (No leer)

1	Mejor
2	Igual
3	Poor
9	No sabe / No responde (No leer)

16. Y en comparación con la calidad que tenía el servicio hace 4 años (año 2021), ¿cómo diría Ud. que está hoy?
(Encuestador: lea alternativas)

ACTIVIDAD PRODUCTIVA DE LA EMPRESA

RESPONDEN TODOS LOS ENTREVISTADOS

Ahora quisiera que respondiera las siguientes preguntas, considerando la actividad productiva de la empresa. Además, considere que se produce un corte intempestivo (no anticipado) del servicio eléctrico.

17. La actividad de la empresa, ¿sufriría un impacto diferente dependiendo de la hora del día, día, semana, mes del año en que se produce una falla?

1	Si ==> Pase a P.18
2	No ==> Salte a P.21

SOLO SI RESPONDIÓ CODIGO 1 EN PREGUNTA ANTERIOR - RESTO SALTE A P.21

18. ¿Cuál es el mes del año en que un corte intempestivo produce más daño/impacto?

1	Enero
2	Febrero
3	Marzo
4	Abril
5	Mayo
6	Junio

7	Julio
8	Agosto
9	Septiembre
10	Octubre
11	Noviembre
12	Diciembre
99	Ninguno en particular

20. Y en qué momento del día, un corte intempestivo del servicio eléctrico produciría más daño/impacto en la actividad de la empresa?

1	Bloque de punta, de 18 a 22 horas
2	En el resto del día
3	Otro (especifique) _____
9	Ninguno en particular

19. Y Cuál es el día de la semana en que un corte intempestivo produce más daño/impacto?

1	Lunes	6	Sábado
2	Martes	7	Domingo
3	Miércoles	9	Ninguno en particular
4	Jueves		
5	Viernes		
5	Viernes		

21. Considerando el mes, día y horario del día en que un corte eléctrico ocasionaría el mayor daño/impacto a la producción: qué porcentaje de la potencia eléctrica contratada al proveedor estaría utilizando la planta al momento previo de la falla?
(Encuestador registre porcentaje en números)

	%
--	---

COSTOS ASOCIADOS A CORTES INTEMPESTIVOS DEL SERVICIO ELECTRICO

RESPONDEN TODOS LOS ENTREVISTADOS

22. Ahora, por favor asuma que el corte se produce en el PEOR MOMENTO para la actividad productiva de la empresa.

	Duración de la falla eléctrica			
	Hasta 20 minutos	Hasta 1 hora	Hasta 4 horas	Más de 4 horas
a Cuánto tiempo se paralizarían, total o parcialmente, las actividades productivas de la planta desde que se produce el corte hasta alcanzar su nivel de actividad normal?	horas	horas	horas	horas
b Qué porcentaje de los procesos productivos o de \$s. se paralizarían o reducirían debido al corte?	%	%	%	%
c Qué porcentaje aproximado de las ventas de la planta en el último año se perdería debido a la paralización o reducción de las actividades productivas?	%	%	%	%
d Qué porcentaje de la producción perdida debido al corte podría ser recuperada posteriormente mediante turnos extra, aumentando la velocidad de procesos, etcétera?	%	%	%	%
e En caso de que se decida recuperar la producción perdida, señalar los costos aproximados de salarios y remuneraciones de la mano de obra que se utilice para recuperar la producción perdida	\$	\$	\$	\$
f Costo aproximado de los materiales, productos intermedios, finales o inventarios que se dañarían o desperdiciarían debido al corte intempestivo	\$	\$	\$	\$
g En caso de contar con equipos de respaldo, señalar costo aproximado de operación de los equipos eléctricos de respaldo que serían utilizados durante el corte	\$	\$	\$	\$
h Costo aproximado de reparación / sustitución de maquinarias y equipos sensibles que muy posiblemente se averiarán o dañen en su planta debido al corte intempestivo	\$	\$	\$	\$
i Si se sumaran los costos anteriores, qué porcentaje de sus ventas anuales del año 2024 representarían?	%	%	%	%
j Si la paralización / reducción de operaciones de la planta puede ocasionar daño/impacto al medioambiente y terceros, cuál sería el costo aproximado de mitigación de daños/impacto, expresado como porcentaje de sus ventas anuales de 2024?	%	%	%	%

Ahora, por favor suponga que se produce un corte intempestivo (sin aviso) del suministro eléctrico de 1 HORA DE DURACIÓN en el PEOR MOMENTO para la actividad productiva de la planta/empresa.

Asuma que debido a esta interrupción, la empresa proveedora de energía le ofrece una compensación económica a través de un descuento en

23. Estaría dispuesto a aceptar una compensación de \$XX en su factura mensual?

1	Si ==> En cambio, si la compensación fuera de \$YY, la aceptaría?
2	No ==> En cambio, si la compensación fuera de \$YY, la aceptaría?

=>	1	Si	2	No
=>	1	Si	2	No

ESTRATEGIAS Y COSTOS ANTE RACIONAMIENTOS PROGRAMADOS DE ENERGIA ELECTRICA - 1 MES
RESPONDEN TODOS LOS ENTREVISTADOS

ESTRATEGIAS Y COSTOS ANTE RACIONAMIENTOS PROGRAMADOS DE ENERGIA ELECTRICA - 2 MESES
RESPONDEN TODOS LOS ENTREVISTADOS

25. A continuación se propone una lista de estrategias para disminuir el consumo de energía. Por favor, indíquenos en qué porcentaje serían utilizadas por la planta/empresa para cumplir con las metas de racionamiento eléctrico:

	Considerar un racionamiento de 2 MESES			
	Metas de reducción del consumo eléctrico			
	5%	10%	20%	30%
a Reducción de consumos de energía que no son esenciales para el proceso productivo de la planta/empresa	1	2	3	4
b Autogeneración con equipos electrógenos existentes en la planta/empresa	1	2	3	4
c Autogeneración con equipos electrógenos nuevos (comprados o arrendados)	1	2	3	4
d Sustitución de electricidad directamente por otro combustible en el proceso productivo (cuando sea técnicamente factible)	1	2	3	4
e Implementación de medidas de eficiencia energética en la planta/empresa	1	2	3	4
f Reducción o pérdidas de bienes intermedios y finales del proceso productivo de la planta/empresa	1	2	3	4
g Otra estrategia (especifique)	1	2	3	4

	Cantidad de equipos				
	Capacidad (kVA)				
	Combustible				
	Rendimiento (kWh/lit. de combustible)				
i En caso de ser factible la sustitución de electricidad por otro combustible, indicar cuál es el combustible sustituto y su rendimiento por unidad de combustible	5%	10%	20%	30%	
	Combustible				
	Rendimiento (kWh/lit. de combustible)				
i En caso de implementar medidas de eficiencia energética, qué porcentaje de las ventas totales del año 2024 estaría dispuesto a invertir en dichas medidas	%	%	%	%	%
i En caso de que se reduzca o pierda la producción de bienes intermedios o finales, en qué porcentaje se reducirían sus ventas el último año debido a esta medida? Considerar la posible venta de stock de emergencia de sus productos y la postergación en la entrega de productos que se pueda acordar con clientes.	%	%	%	%	%
i En caso de que identifique otro tipo de medida para enfrentar el racionamiento, qué porcentaje de las ventas totales del año 2024 estaría dispuesto a invertir en ella?	%	%	%	%	%

b En caso de que compre/arriende equipos electrógenos como estrategia, señale las características deseables de dichos equipos para su planta	5%	10%	20%	30%
Cantidad de equipos				
Capacidad (kVA)				
Combustible				
Rendimiento (kWh/lit. de combustible)				
i En caso de ser factible la sustitución de electricidad por otro combustible, indicar cuál es el combustible sustituto y su rendimiento por unidad de combustible	5%	10%	20%	30%
Combustible				
Rendimiento (kWh/lit. de combustible)				
i En caso de implementar medidas de eficiencia energética, qué porcentaje de las ventas totales del año 2024 estaría dispuesto a invertir en dichas medidas	%	%	%	%
b En caso de que se reduzca o pierda la producción de bienes intermedios o finales, en qué porcentaje se reducirían sus ventas del último año debido a esta medida? Considerar la posible venta de stock de emergencia de sus productos y la postergación en la entrega de productos que se pueda acordar con clientes.	%	%	%	%
i En caso de que identifique otro tipo de medida para enfrentar el racionamiento, qué porcentaje de las ventas totales del año 2024 estaría dispuesto a invertir en ella?	%	%	%	%

ESTRATEGIAS Y COSTOS ANTE RACIONAMIENTOS PROGRAMADOS DE ENERGIA ELECTRICA - 10 MESES

RESPONDEN TODOS LOS ENTREVISTADOS

- 26.** A continuación se propone una lista de estrategias para disminuir el consumo de energía. Por favor, indíquenos en qué porcentaje serían utilizados por la planta/empresa para cumplir con las metas de racionamiento eléctrico:

	Considere un racionamiento de 10 MESES			
	Metas de reducción del consumo eléctrico			
	5%	10%	20%	30%
a Reducción de consumos de energía que no son esenciales para el proceso productivo de la planta/empresa	1	2	3	4
b Autogeneración con equipos electrógenos existentes en la planta/empresa	1	2	3	4
c Autogeneración con equipos electrógenos nuevos (comprados o arrendados)	1	2	3	4
d Sustitución de electricidad directamente por otro combustible en el proceso productivo (cuando sea técnicamente factible)	1	2	3	4
e Implementación de medidas de eficiencia energética en la planta/empresa	1	2	3	4
f Reducción o pérdidas de bienes intermedios y finales del proceso productivo de la planta/empresa	1	2	3	4
g Otra estrategia (especifique) _____	1	2	3	4
b En caso de que compre/arriende equipos electrógenos como estrategia, señale las características deseables de dichos equipos para su planta	5%	10%	20%	30%
Cantidad de equipos				
Capacidad (kVA)				
Combustible				
Rendimiento (kWh/lit. de combustible)				
i En caso de ser factible la sustitución de electricidad por otro combustible, indicar cuál es el combustible sustituto y su rendimiento por unidad de combustible	5%	10%	20%	30%
Combustible				
Rendimiento (kWh/lit. de combustible)				

En caso de implementar medidas de eficiencia energética, qué porcentaje de las ventas totales del año 2024 estaría dispuesto a invertir en dichas medidas	%	%	%	%
En caso de que se reduzca o pierda la producción de bienes intermedios o finales, en qué porcentaje se reducirían sus ventas del último año debido a esta medida? Considera la posible venta de stocks de emergencia de sus productos y la postergación en la entrega de productos que se pueda acordar con clientes.	%	%	%	%
En caso de que identifique otro tipo de medida para enfrentar el racionamiento, qué porcentaje de las ventas totales del año 2024 estaría dispuesto a invertir en ella?	%	%	%	%

Pasar a datos de clasificación

HORA DE INICIO DE ENCUESTA

--	--

14 ANEXO VI: LISTADO EMPRESAS ENCUESTADAS

En la siguiente tabla se presenta el listado de empresas encuestadas por el consultor, para la realización del Estudio.

Tabla 62 – Listado empresas encuestadas

Nº	Empresa	Sector Económico	Subsector Económico
1	Pesquera Friosur Spa	Industrial	Alimentos
2	GNL Quintero Spa	Comercial y otros	Petróleo y Gas Natural
3	Intac Spa	Industrial	Industrias Varias
4	Minera Teck Carmen De Andacollo	Minero	Cobre
5	Agrícola Super Pollo	Industrial	Alimentos
6	Landes Musfels	Industrial	Alimentos
7	Complejo Industria Lmoly nor	Minero	Minas Varias
8	Aceros Aza	Industrial	Industrias Varias
9	Ovalle Casino Resort	Comercial y otros	Comercial
10	Entel	Industrial	Industrias Varias
11	Comunidad Torre Centenario	Comercial y otros	Comercial
12	Comunidad Edificio Del Comercio	Comercial y otros	Comercial
13	Petroquim S.A	Industrial	Petroquímica
14	Sierra Gorda SCM	Minero	Cobre
15	Teisa	Industrial	Industrias Varias
16	Minera Teck Quebrada Blanca	Minero	Cobre
17	Empresas Carozzi S.A.	Industrial	Alimentos
18	Camanchaca Cultivos Sur	Industrial	Alimentos
19	Kumina Copper Chile	Minero	Cobre
20	Minera Valle Central	Minero	Cobre
21	Masonite Chile S.A	Industrial	Industrias Varias
22	Sociedad Punta Del Cobre S.A	Minero	Cobre
23	Grace S.A	Minero	Cobre
24	Comunidad Edificio Nueva Vitacura	Comercial y otros	Comercial
25	Aserradero Colpo	Industrial	Industrias Varias
26	Forestal Leon	Industrial	Papel y Celulosa
27	ANGLOAMERICAN (Chagres)	Minero	Cobre
28	Senado	Comercial y otros	Comercial
29	ANGLOAMERICAN (Los Bronces)	Minero	Cobre
30	ANGLOAMERICAN (Soldado)	Minero	Cobre
31	Molino San Miguel Limitada	Industrial	Alimentos
32	Hospital Regional De Copiapó	Comercial y otros	Comercial
33	Empresas Carozzi S.A.	Industrial	Alimentos
34	Temsca	Industrial	Industrias Varias

N°	Empresa	Sector Económico	Subsector Económico
35	EFE Valparaíso	Comercial y otros	Terrestre
36	Cia Minera Mantos De Oro	Minero	Minas Varias
37	Cia Siderúrgica Huachipato	Industrial	Industrias Varias
38	Museo De La Memoria	Comercial y otros	Publico
39	Crossville Fabric Chile	Industrial	Industrias Varias
40	Hospital Luis Calvo Mackenna	Comercial y otros	Comercial
41	Corretajes Torres Y compañía Limitada	Comercial y otros	Comercial
42	Hospital Vanburen	Comercial y otros	Comercial
43	Hospital San Jose De Casablanca	Comercial y otros	Comercial
44	Hospital Claudio Vicuña San Antonio	Comercial y otros	Comercial
45	Moly Cop Chile S. A Talcahuano	Industrial	Industrias Varias
46	Moly Cop Chile S.A Mejillones	Industrial	Industrias Varias
47	Empresas Biosur Spa	Industrial	Alimentos
48	Comercial La Primera Spa	Comercial y otros	Comercial
49	Masprot Ltda.	Comercial y otros	Comercial
50	Quimica Industrial Spes S A	Industrial	Industrias Varias
51	Agrícola Aasa Limitada	Industrial	Alimentos
52	Molymetnos S.A.	Minero	Minas Varias
53	Cristalerías Chile Llay Llay	Industrial	Industrias Varias
54	Cristalerías Chile Padre Hurtado	Industrial	Industrias Varias
55	EKA Chile S.A.	Industrial	Industrias Varias
56	Compañía Minera Del Pacífico S.A	Minero	Hierro
57	Agrícola La Bolsa Spa.	Industrial	Alimentos
58	Egm Servicios Geológicos Mineros Ltda.	Industrial	Industrias Varias
59	Agrícola El Calvario Spa	Industrial	Alimentos
60	Comunidad Hospital Del Profesor	Comercial y otros	Comercial
61	Compañía Minera Del Pacífico S.A	Minero	Hierro
62	Hospital Parroquial San Bernardo	Comercial y otros	Comercial
63	Compañía Minera Del Pacífico S.A	Minero	Hierro
64	Tulsa	Industrial	Industrias Varias
65	Agrícola El Ensueño Spa.	Industrial	Alimentos

Fuente: Elaboración propia.

15 BIBLIOGRAFÍA

- Ajodhia, V., van Gemert, M., & Hakvoort, R. (2002). Electricity outage cost valuation: a survey. *the 14th Conference of the Electric Power Supply Industry, competition and cooperation in the New Electric Century*.
- ANEEL. (2016). *AVALIAÇÃO DOS CUSTOS RELACIONADOS ÀS INTERRUPÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA E SUAS IMPLICAÇÕES NA REGULAÇÃO*. Sinapsis, Mercados Energéticos Consultores, Mercados de Energía Consultoría. .
- Becker, G. (1965). A Theory of the Allocation of Time. *The Economic Journal*, 75(299), 493-517.
- Benavente, J. M., Galetovic, A., Sanhueza, R., & Serra, P. (2005). El Costo de Falla Residencial en Chile: una estimación usando la curva de demanda. *Revista de Análisis Económico*, 23-40.
- Bental, B., & Ravid, A. (1982). A Simple Method for Evaluating the Marginal Cost of Unsupplied Electricity. *The Bell Journal of Economics*, 13(1), 249-253.
- Bernstein, M., & Griffin, J. (2005). *Regional Differences in the Price-Elasticity of Demand For Energy*. RAND Corporation. https://www.rand.org/pubs/technical_reports/TR292.html
- Bertazzi, A., Fumagalli, E., & Lo Schiavo, L. (2005). The use of customer outage cost surveys in policy decision-making: The Italian experience in regulating quality of electricity supply. *CIRED 2005 - 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*. Turin, Italy: IET.
- Bliem, M. (2009). Economic Valuation of Electrical Service Reliability in Austria—A Choice Experiment Approach. *IHSK Working Paper*.
- Castro, R., & Mokate, K. (1998). *Evaluación Económica y Social de Proyectos de Inversión*. Ediciones UNIANDES.
- CEPA. (2018). *Study on the estimation of the Value of Lost Load (VoLL) of electricity supply in Europe*. Cambridge Economic Policy Associates Ltd.
- de Nooij, M., Koopmans, C., & Bijvoet, C. (2007). The value of supply security: The costs of power interruptions: Economic input for damage reduction and investment in networks. *Energy Economics*, 29(2), 277-295.
- Faisal, J., & Ahmad, E. (2011). Income and price elasticities of electricity demand: Aggregate and sector-wise analyses. *Energy Policy*, 39(9), 5519-5527.
- GME. (2023). *Colombia: Revisión de Condiciones de Compraventa de Energía Eléctrica y Traslado de Costos Eficientes al Usuario Final en el SIN* .

- Growitsch, C., Jamasb, T., Mueller, C., & Wissner, M. (2010). Social cost-efficient service quality - Integrating customer valuation in incentive regulation: Evidence from the case of Norway. *Energy Policy*, 38(5), 2536-2544.
- Growitsch, C., Malischek, R., Nick, S., & Wetzel, H. (2013). The Costs of Power Interruptions in Germany: an Assessment in the Light of the Energiewende. *EWI Working Paper*.
- Hsu, G. Y., Chang, P.-I., & Chen, T.-y. (1994). Various methods for estimating power costs. Some implications and results for Taiwan. *Energy Policy*, 22(1), 69-74.
- INE. (2023). *Instituto Nacional de Estadísticas*. Encuesta Suplementaria de Ingresos. https://www.ine.gob.cl/docs/default-source/prensa-y-comunicacion/presentaci%C3%B3n-resultados-esi-2023.pdf?sfvrsn=eaace22_2
- Instituto Nacional de Estadísticas - Chile. (2015). *Encuesta Nacional sobre Uso del Tiempo*.
- Kostakis, I., & Lолос, S. (2022). Residential demand for electricity: empirical evidence. *Energ. Environ*, 7(1), 51-69.
- Labandeira, X., Labeaga, J. M., & López-Otero, X. (2017). A meta-analysis on the price elasticity of energy demand. *Energy Policy*, 102, 549-568.
- Leahy, E., & S.J. Tol, R. (2011). An estimate of the value of lost load for Ireland. *Energy Policy*, 39(3), 1514-1520.
- London Economics. (2013). *The Value of Lost Load (VoLL) for Electricity in Great Britain*.
- Malhotra, N. (2008). *Marketing Research: An applied orientation*. Pearson/Prentice Hall.
- Munasinghe, M., Walter G., S., & Gellerson, M. (1979). The economics of power system reliability and planning : theory and case study. *World Bank [by] the Johns Hopkins University Press*, 306-3014.
- Nooij, M. d., Koopmans, C., & Bijvoet, C. (2007). The value of supply security: The costs of power interruptions: Economic input for damage reduction and investment in networks. *Energy Economics*, 277-295.
- Piaszeck, S., Wenzel, L., & Wolf , A. (2013). Regional diversity in the costs of electricity outages: Results for German counties. *HWI Research Paper*, 142.
- Poudineh, R., & Jamasb, T. (2015). Electricity Supply Interruptions: Sectoral Interdependencies and the Cost of Energy Not Served for the Scottish Economy. *Oxford Institute for Energy Studies*.
- Praktiknjo, A., Hähnel, A., & Erdmann, G. (2011). Assessing energy supply security: Outage costs in private households. *Energy Policy*, 39(12), 7825-7833.

Sanghvi, A. (1982). Economic costs of electricity supply interruptions: US and foreign experience. *Energy Economics*, 180-198.

Telson, M. (1975). The economics of alternative levels of reliability for electric power generation systems. *Bell Journal of Economics*, 6, 679-694.

Westley, G. (1992). *New directions in econometric modeling of energy demand, with applications to Latin America*.

Artículo Segundo: Comuníquese la presente resolución al Coordinador Eléctrico Nacional y publíquese, en forma íntegra, en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía.

Comuníquese, anótese y Archívese

SECRETARIO EJECUTIVO (S)
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

LZG/DZO/FCP/ERQ/CRA/PMG/MCB/mhs

Distribución

- Depto. Jurídico CNE
- Depto. Eléctrico CNE
- Oficina de Partes CNE

Av. Libertador Bernardo O'Higgins 1449
Edificio Santiago Downtown IV, Piso 13, Santiago, Chile
Tel: (2) 2797 2600
www.cne.cl

Gobierno de Chile