



ESTUDIOS ENERGÉTICOS
CONSULTORES
Grupo Mercados Energéticos



ESTUDIO DE COSTO DE FALLA DE CORTA Y LARGA DURACIÓN EN EL SEN Y SSMM

INFORME FINAL



Septiembre 2025

Contenidos

Resumen Ejecutivo.....	8
1. INTRODUCCIÓN	10
2. OBJETIVO Y ALCANCES DEL ESTUDIO	11
2.1. Objetivo General del Estudio.....	11
2.2. Objetivos Específicos del Estudio	11
3. ANÁLISIS CONCEPTUAL	12
3.1. Antecedentes y consideraciones iniciales	12
3.1.1. Antecedentes	12
3.1.2. Definición de Costo de Falla de Corta, Larga Duración y Costo de Racionamiento.....	15
3.1.3. Efecto del Costo de Falla en las Decisiones de Desarrollo, Operación y Comercialización.....	16
3.1.4. Estudio de Costos de Falla	17
3.2. Análisis teórico	18
3.2.1. El Concepto de Costo de Falla	18
3.2.2. Factores determinantes del Costo de Falla.....	19
3.2.3. Clasificación de los CENS	20
3.2.4. El nivel de confiabilidad óptimo.....	22
3.2.5. Estrategia de Gestión de la falla	24
3.3. Metodología general de estimación del CENS	25
3.4. Antecedentes Internacionales	33
3.4.1. Unión Europea.....	33
3.4.2. Brasil	37
3.4.3. Colombia.....	40
3.4.4. Resultados comparación Internacional.....	45
3.4.5. Consideraciones Experiencia Internacional	46
3.5. Análisis de la metodología implementada para el cálculo del CENS en Chile – Estudio E2BIZ 2021.....	47
3.5.1. Resumen de la metodología aplicada	47
3.5.2. Matriz FODA de los enfoques metodológicos.....	49
4. PROPUESTA METODOLÓGICA PARA CLIENTES LIBRES	51

4.1.	Métodos Directos para determinar el costo de falla a partir de encuestas a usuarios (clientes libres del sector industrial, minero, comercial y otros)	51
4.1.1.	Procedimiento de estimación del CFLD por Método Directo	53
4.1.2.	Procedimiento de estimación del CFCD por Método Directo	54
4.2.	Métodos Indirectos.....	55
4.2.1.	Estimación a Través de los Costos de Respaldo (sector industrial y comercial)	55
4.2.2.	Estimación a partir del Valor Agregado del Sector Económico (sectores comercial e industrial).....	57
5.	PROPIUESTA METODOLÓGICA PARA CLIENTES REGULADOS.....	59
5.1.	Estimación con base en la Teoría de Intercambio Trabajo-Ocio (sector residencial).....	60
5.2.	Estimación del CFLD a Través de la Curva de Demanda.....	62
6.	METODOLOGÍA DE OBTENCIÓN DE INFORMACIÓN.....	67
6.1.	Estimación por métodos Indirectos	67
6.1.1.	Método de la curva de demanda (variación equivalente y variación compensatoria).....	67
6.1.2.	Teoría del intercambio trabajo-ocio (Sector Residencial).....	68
6.1.3.	Metodología del Valor Agregado perdido del Sector Productivo (Sectores Comercio e Industria).....	69
6.1.4.	Estimación mediante los Costos de Respaldo (Sectores Comercio e Industria).....	70
6.2.	Estimación por métodos directos	71
6.3.	Resumen de las metodologías para la estimación del CENS.....	71
7.	LEVANTAMIENTO DE DATOS A TRAVÉS DE ENCUESTA	73
7.1.	Diseño de la Investigación (Tipo de Estudio y Variable Medida)	73
7.2.	Técnica de Recolección de Información	73
7.3.	Grupo Objetivo entrevistado.....	73
7.4.	Universo y Marco Muestral.....	74
7.5.	Tamaño y distribución de la Muestra realizada.....	75
7.6.	Ponderación de los datos y Validez de la muestra obtenida	76
7.7.	Gestión del Trabajo de Campo y Desafíos en la Tasa de Respuesta	77
7.8.	Recomendaciones Estratégicas para la Optimización de Futuros Estudios en el Sector Industrial	78
7.8.1.	Recomendaciones sobre el Marco Muestral y la Definición de la Unidad de Análisis	79
7.8.2.	Recomendaciones sobre el Diseño y la Selección Muestral	80
7.8.3.	Recomendaciones sobre la Gestión del Trabajo de Campo y el Engagement.....	80
7.9.	Sistema de Selección Muestral.....	81
7.10.	Sistema de Reemplazo.....	82

7.11.	Cuestionario utilizado y flujo de preguntas.....	85
7.12.	Programación de encuestas (<i>scripting</i>)	91
7.13.	Trabajo de Campo	93
7.13.1.	Supervisión de encuestas	93
7.13.2.	Procedimientos de Control	94
7.14.	Revisión de la Base de Datos.....	95
7.15.	Mapa de datos.....	96
7.16.	Modelo de reclutamiento de encuestadores.....	97
7.17.	Monitoreo de avance de encuestas	98
8.	HERRAMIENTA DE CÁLCULO DEL COSTO DE FALLA.....	99
8.1.	Diseño del modelo de cálculo del CENS	99
8.1.1.	Estructura Interna de la Herramienta.....	99
8.1.2.	Lógica de funcionamiento de la herramienta.....	100
8.1.3.	Descripción del modelo de cálculo del CENS.....	100
8.2.	Aplicación Metodológica y Resultados	102
8.3.	Aplicación de métodos indirectos.....	102
8.3.1.	Estimación mediante la teoría del intercambio trabajo-ocio (Sector Residencial)	102
8.3.2.	Estimación mediante el Valor Agregado Perdido (Sectores Comercio e Industria).....	105
8.3.3.	Estimación mediante la Curva de Demanda (Sector Residencial y Comercial Regulado)	110
8.3.4.	Estimación mediante los Costos de Respaldo (Sectores Comercio e Industria))	116
8.4.	Aplicación de métodos directos	117
8.4.1.	Costo de Falla de Larga Duración por Método Directo.....	118
8.4.2.	Costo de Falla de Corta Duración por Método Directo	126
8.5.	Resumen de Resultados.....	129
8.6.	Comparación Internacional CFCD y VoLL Internacional.....	133
9.	ANÁLISIS DE COMPETITIVIDAD DEL CENS	135
10.	ANÁLISIS DE REPRESENTATIVIDAD DE CENS	137
11.	VINCULACIÓN DEL CENS Y EL DESPACHO DE UNIDADES GENERADORAS	140
11.1.	Costo de Falla de Larga Duración y Unidades Térmicas	140
11.2.	Costo de Falla Obtenido y Esperanza de Energía No Suministrada en el SEN	143
12.	DEFINICIÓN DEL ESQUEMA DE ACTUALIZACIÓN DEL CENS	146

12.1.	Metodología de Indexación Propuesta	146
12.2.	Desarrollo de Planilla Excel para ajuste automático de Costo de Falla	148
13.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE CENS	151
14.	REALIZAR UN LEVANTAMIENTO DEL MARCO REGULATORIO ASOCIADO A LA DETERMINACIÓN DE COSTOS DE FALLA, IDENTIFICANDO ASPECTOS RELEVANTES A DISCUTIR Y MEJORAR EN BASE A LA REVISIÓN REALIZADA EN LOS NUMERALES ANTERIORES (ACTIVIDAD VIII)	152
14.1.	Levantamiento Normativo	152
14.2.	Consideraciones Generales	154
14.3.	Mejoras Regulatorias.....	154
15.	PROPUESTA METODOLÓGICA PARA EL CÁLCULO DEL COSTO DE RACIONAMIENTO	157
15.1.	Introducción y Antecedentes Normativos.....	157
15.2.	Metodología Determinación Costo de Racionamiento.....	159
16.	ACTIVIDAD 15: PROPUESTA METODOLÓGICA PARA DETERMINAR COSTOS DE FALLA A UN NUEVO SISTEMA ELÉCTRICO	164
16.1.	Antecedentes	164
16.2.	Caracterización General del Nuevo Sistema.....	165
16.3.	Metodología Propuesta.....	170
17.	Referencias y Bibliografía	172
18.	ANEXO I – CÁLCULO DE ELASTICIDADES POR EL MODELO DE AJUSTE PARCIAL	176
19.	ANEXO II – RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	178
1.	Resultados Generales de la encuesta a clientes libres	180
1.1.	Distribución de la muestra según actividad económica	180
1.2.	Régimen de trabajo.....	181
1.3.	Distribución del consumo de energía por bloques horarios.....	184
1.4.	Equipamiento de respaldo que poseen los clientes entrevistados	188
1.5.	Horas de uso de los equipamientos de respaldo que permitirían mantener la producción	189
1.6.	Cantidad de interrupciones durante el último año.....	190
1.7.	Satisfacción con respecto a la continuidad del servicio eléctrico	191
1.8.	Calidad actual del servicio con respecto a la del año 2021.....	192
1.9.	Impacto económico de fallas intempestivas de distinta duración.....	195
2.	Información General.....	196
2.1.	Venta o ingresos operativos totales año 2023 según Sector Comercial	196

2.2.	Costos operativos totales año 2023 según Sector Comercial	¡Error! Marcador no definido.
2.3.	Cantidad de Personal según Sector Comercial durante el año 2023	196
2.4.	Remuneraciones Total año 2023 según Sector Comercial	197
2.5.	Horas Laborales según Sector Comercial.....	198
2.6.	Destino de la producción	201
3.	Características del Servicio Eléctrico que utiliza la Planta / Faena /Sede / Oficina.....	201
3.1.	Porcentaje de compañías auto-productoras de energía según sector comercial.....	202
3.2.	Porcentaje del Tipo de autogeneración según sector comercial.....	203
3.3.	Compra de energía en \$ según sector comercial	¡Error! Marcador no definido.
3.4.	Venta de energía en kWh y \$ según sector comercial.....	¡Error! Marcador no definido.
3.5.	Energía autogenerada para consumo propio en \$ según sector comercial	204
3.6.	Porcentaje de consumo de energía eléctrica por bloques horarios según sector comercial	205
3.7.	Tenencia de equipos de respaldo, tipo de equipo según sector comercial	209
3.8.	Horas de uso continuo de equipo de respaldo según tipo de equipo	211
4.	Información sobre Calidad del Servicio	212
4.1.	Relación Costo-Beneficio.....	212
4.2.	Calidad actual del servicio con respecto a la del año 2021	213
5.	Actividad Productiva de la Empresa.....	214
5.1.	Porcentaje de empresas que Sí sufren impacto diferente dependiente del mes del año, según sector comercial	214
5.2.	Mes del año en que un corte intempestivo produce más daño/impacto	216
5.3.	Día de la semana en que un corte intempestivo produce más daño/impacto.....	217
5.4.	Momento del Día en que un corte intempestivo produce más daño/impacto	218
5.5.	Porcentaje de potencia eléctrica utilizada al momento previo de la falla	219
6.	Costos Asociados a Cortes Intempestivos del Servicio Eléctrico.....	220
6.1.	Impacto económico de fallas intempestivas de distinta duración	220
6.2.	Compensación que aceptarían por fallas.....	221
7.	Estrategias y Costos Ante Racionamientos Programados de Energía Eléctrica – 1 mes	222
7.1.	Metas de reducción del consumo eléctrico	222
7.2.	Metas de reducción del consumo eléctrico en caso de arriendo.....	223
7.3.	Metas de reducción del consumo eléctrico en caso de sustitución por otro combustible.....	224
8.	Estrategias y Costos Ante Racionamientos Programados de Energía Eléctrica – 2 meses.....	225

8.1.	Metas de reducción del consumo eléctrico	225
8.2.	Metas de reducción del consumo eléctrico en caso de arriendo.....	226
8.3.	Metas de reducción del consumo eléctrico en caso de sustitución por otro combustible.....	226
9.	Estrategias y Costos Ante Racionamientos Programados de Energía Eléctrica – 10 meses.....	227
9.1.	Metas de reducción del consumo eléctrico	227
9.2.	Metas de reducción del consumo eléctrico en caso de arriendo.....	228
9.3.	Metas de reducción del consumo eléctrico en caso de sustitución por otro combustible.....	228
20.	ANEXO III: RESPECTO DE LA REPRESENTATIVIDAD	229
1.	Marco Muestral.....	229
2.	Encuestas realizadas	231
3.	Muestra representativa (65 entrevistas).....	234
3.1.	Comprensión de las Muestras Pequeñas:	234
3.2.	Estructura del Universo y Ponderación de la Muestra:.....	234
3.3.	Ponderación y Expansión:	235
3.4.	Representatividad de Resultados:	235
4.	¿Sirve la muestra 1 en este estudio?	235
4.1.	Principios Teóricos y Factores a Considerar:.....	235
4.2.	Reglas Generales:	235
4.3.	Otros Ejemplos:	236
21.	ANEXO IV - RECOMENDACIONES ESTRATÉGICAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE FUTUROS ESTUDIOS EN EL SECTOR INDUSTRIAL	238
1.	Marco Muestral y Definición de la Unidad de Análisis	238
2.	Diseño y Selección Muestral	238
3.	Gestión del Trabajo de Campo y Engagement.....	239
4.	Desafíos Identificados en el Trabajo de Campo	239
5.	Beneficios Esperados.....	240
6.	Conclusión	240

COSTO DE FALLA DE CORTA Y LARGA DURACIÓN SEN Y SSMM INFORME FINAL

Resumen Ejecutivo

Conforme a las disposiciones del DS N°86/2013, Reglamento de Precios de Nudo (Artículo 26°), la Comisión Nacional de Energía debe efectuar, a más tardar cada cuatro años, estudios de Costo de Falla de larga y corta duración para los sistemas eléctricos del país, parámetro que tiene una importancia relevante tanto en los procesos de planificación del desarrollo de la infraestructura eléctrica, como de su operación, además de corresponder a un parámetro base para el cálculo de compensaciones a usuarios en casos de racionamiento eléctrico.

Si bien la normativa eléctrica -legal y reglamentaria- se refiere al concepto de costo de falla con distintos alcances, el concepto de costo de falla puede definirse como: el costo por kilowatthora incurrido (US\$/kWh), en promedio, por los usuarios al no disponer de energía, y tener que generarla con generadores de emergencia, si así conviniera¹.

Conforme a su definición y a su utilización, el costo de falla requiere la revisión y actualización regular de su valor. Así, presente informe da cuenta de los diferentes enfoques técnicos para su determinación, mostrando que existen enfoques de medición indirectos, aplicados normalmente mediante herramientas económéticas, y enfoques que consideran su medición directa, esto es, mediante aplicación de encuestas a usuarios expuestos a sufrir fallas del suministro. En general, y como se señala en el presente informe, las mediciones directas no son factibles de aplicar a grupos o segmentos de clientes pequeños -típicamente usuarios residenciales- por lo que se recomienda en estos casos la aplicación de métodos indirectos. Las encuestas, en cambio sí puede aplicarse razonablemente en el caso de grandes clientes industriales. De esta forma, el estudio se ha abordado efectivamente conforme a estos lineamientos. Por lo anterior, para el caso de los Sistemas Medianos (SSMM), sólo se ha utilizado en el presente estudio métodos indirectos.

El presente informe da cuenta de los desarrollos abordados para la determinación del costo de falla de larga duración (CFLD) y del costo de falla de corta duración (CFCD), tanto en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) como en los SSMM.

El CFLD, conforme la profundidad de la falla que representa, se utiliza para la planificación de la operación del sistema eléctrico y como precio spot en caso de verificarse una falla efectiva en el sistema. También, y como un valor único, el costo de falla de larga duración constituye un insumo para determinar las compensaciones a usuarios en caso de decretarse un racionamiento. El CFCD, por su parte, es utilizado fundamentalmente como parámetro que insuma los procesos de planificación de la infraestructura de transmisión y como remuneración del servicio complementario de desprendimiento de carga prestado por usuarios.

Los resultados obtenidos, en dólares de 2023, y por sistema eléctrico, son los siguientes:

¹ Definición contenida en el Artículo 162° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), si bien lo denomina “costo de racionamiento”, denominación que, como se verá más adelante, se reserva para el costo a considerar en las compensaciones a que se refiere el Artículo 163° de la LGSE.

CFLD: Costo de Falla de Larga Duración Según Profundidad de Racionamiento (US\$ 2023)²

Escalón de Racionamiento	Unidad	Chile SEN	SMM10	SMM11	SMM12
5%	USD/MWh	597	768	761	743
10%	USD/MWh	710	913	904	883
20%	USD/MWh	805	1.036	1.026	1.002
30%	USD/MWh	1.003	1.290	1.278	1.248

SEN: Sistema Eléctrico Nacional;

SMM10: Sistema Eléctrico Región de Los Lagos; *Palena, Hornopirén, Cochamó*

SMM11: Sistema Eléctrico Región de Aysén; *Aysén, General Carrera.*

SMM12: Sistema Eléctrico Región de Magallanes; *Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams.*

CFCD: Costo de Falla de Corta Duración (US\$ 2023)³

Duración de la Interrupción	Unidad	Chile SEN	SMM10	SMM11	SMM12
Hasta 1 Hora	USD/MWh	13.340	10.464	12.003	12.275
Hasta 4 Horas	USD/MWh	5.390	4.228	4.850	4.960
Más de 4 Horas	USD/MWh	4.590	3.600	4.130	4.224

SEN: Sistema Eléctrico Nacional;

SMM10: Sistema Eléctrico Región de Los Lagos; *Palena, Hornopirén, Cochamó*

SMM11: Sistema Eléctrico Región de Aysén; *Aysén, General Carrera.*

SMM12: Sistema Eléctrico Región de Magallanes; *Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams.*

El informe da cuenta también de propuestas de perfeccionamientos regulatorios en lo que a la determinación y utilización del costo de falla se refiere, entregando elementos de juicio al regulador.

El presente informe, correspondiente al Informe Final y el último a ser emitido en el marco del estudio, acumula y consolida los contenidos de los cuatro primeros informes de avance, adicionando, y recogiendo, cuando ha sido pertinente, las observaciones de la Comisión Nacional de Energía (CNE) a todos los informes emitidos en el marco del trabajo. De esta forma, el presente informe contiene la totalidad de las actividades encomendadas por la CNE para el desarrollo de estudio.

² Tabla 60 del cuerpo del informe.

³ Tabla 59 del cuerpo del informe.

1. INTRODUCCIÓN

El sistema de precios y tarifas aplicable al suministro de energía eléctrica en Chile se fundamenta, entre otras consideraciones de eficiencia económica, en el valor que los consumidores de energía asignan a su disponibilidad, estando dispuestos a pagar un determinado precio para que ésta sea provista por un tercero en lugar de asumir un mayor costo por satisfacer esta necesidad con medios propios, o simplemente asumir el costo de no disponer de ella. Este principio económico, que es aplicable al cualquier consumidor de energía, lo sea para fines domésticos, comerciales, o industriales, está internalizado en todas las decisiones desarrollo y operación de la infraestructura eléctrica, así como en su remuneración, y está, consecuentemente, contenido de modo más explícito o más implícito en las regulaciones que enmarcan el funcionamiento de los segmentos de generación y comercialización de energía, de transmisión y de distribución.

Así, el denominado *costo de falla*, esto es, el valor económico que asigna el segmento consumidor a cada unidad de energía que el sistema eléctrico, y en determinadas condiciones, no puede proveer, depende entre otros del desarrollo tecnológico, los hábitos de consumo, el desarrollo de las tecnologías productivas, y el costo de los medios de generación de energía substitutos, por lo que su valor se presenta dinámico debiendo entonces revisarse regularmente para su utilización efectiva en los procesos regulatorios que enmarcan el funcionamiento de los distintos segmentos de sector eléctrico nacional.

En este contexto, y en particular, conforme a lo dispuesto en el Artículo 26° del DS N°86/2013, la Comisión Nacional de Energía está llevando adelante el estudio “Costo de Falla de Corta y Larga Duración en el SEN y SSMM”, cuyo objetivo es la elaboración de una metodología de cálculo que permita obtener el Costo de Falla de corta y larga duración para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y los Sistemas Medianos (SSMM), y que fue adjudicado en la licitación correspondiente al grupo consultor conformado por las firmas Synex Ingenieros, Estudios Energéticos Consultores, del Grupo Mercados Energéticos (GME), e IPSOS Chile, en adelante, el Equipo Consultor.

El presente documento corresponde al Informe Final de la consultoría, el que ha sido elaborado en conformidad a lo establecido en la Resolución Exenta N°355 de la Comisión Nacional de Energía, del 11 de junio de 2024, instrumento que establece las bases del estudio, en adelante, las Bases. Conforme a las Bases, el presente informe recoge las observaciones efectuadas por la CNE al Informe de Preliminar, cuyo objetivo fue el de dar cuenta de las actividades I a XV de la consultoría -esto es, la totalidad de las actividades encomendadas- por lo que se trata de un informe consolidado y autocontenido de todo el trabajo desarrollado conforme a las Bases.

2. OBJETIVO Y ALCANCES DEL ESTUDIO

2.1. Objetivo General del Estudio

Conforme a lo establecido en las Bases, el objetivo general del presente estudio de consultoría consiste en la elaboración de una metodología de cálculo que permita obtener el Costo de Falla de corta y larga duración para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y los Sistemas Medianos (SSMM), considerando asimismo las fórmulas de indexación respectivas para mantener su valor real a lo largo de todo el periodo en que corresponda su aplicación de conformidad a lo dispuesto en el artículo 29 del Decreto N°86.

2.2. Objetivos Específicos del Estudio

De acuerdo con las Bases, este informe, que corresponde al quinto entregable “Informe Final”, tiene por alcance el cumplimiento de los Objetivos Específicos N°1, N°2, N°3, y N°4 del estudio, correspondiendo al desarrollo consolidado de las actividades I a XV, recogiendo las observaciones de la CNE al “Informe Preliminar”.

3. ANÁLISIS CONCEPTUAL

3.1. Antecedentes y consideraciones iniciales⁴

3.1.1. Antecedentes

El concepto de *costo de falla*, se trate del costo derivado de una falla intempestiva o producto de una interrupción de servicio programada, se constituye en un parámetro base del diseño regulatorio que se ha aplicado en Chile desde su introducción a principios de la década de 1980. En efecto, descansando fundamentalmente el nivel de los precios y/o costo de los servicios prestados con la infraestructura eléctrica en el concepto de *costo de oportunidad*, el costo que tendría para los consumidores eléctricos el no disponer de energía desde el sistema eléctrico a corto, mediano, o largo plazo, influye -cuando no lo determina- en el valor económico que puede asignarse eficientemente a los servicios eléctricos otorgados por los diferentes agentes del sector.

Así, 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 en tanto su nivel da cuenta directamente del perjuicio ocasionado a estos consumidores.

Todos estos conceptos han estado presentes de modo más explícito que implícito en la regulación chilena, y lo han estado desde los inicios de su aplicación en el país. Es así como la primera versión de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), instrumentada 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 señalaba⁵:

ARTICULO 99º

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 En los puntos que siguen se revisan algunos aspectos normativos con el solo objeto de dar contexto al estudio en desarrollo. En sección 14 se desarrolla un análisis de las normas vigentes respecto a la materia de costo de falla desde una perspectiva de su consistencia, y se efectuarán las recomendaciones del caso.

⁵ 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.

A su turno, el DS N°6 del año 1985 (“Aprueba Reglamento de Coordinación de la Operación Interconectada de Centrales Generadoras y Líneas de Transporte”) que regulaba la constitución y operación de los Centros de Despacho Económico de Cargas⁶ (CDEC), indicaba:

Artículo 15°

La programación de corto plazo de la operación de las unidades generadoras del sistema será efectuada diariamente por la Dirección de Operación e indicará la generación media horaria de las diversas centrales para cada una de las 24 horas del día siguiente.

Esta programación de corto plazo se realizará efectuando los ajustes que sean necesarios a la programación de mediano plazo, la cual indicará la operación de las centrales en bloques de hora de igual demanda de días típicos de consumo. Los ajustes derivarán de estrategias para la operación de embalses y centrales termoeléctricas definidas al momento de efectuar la programación de mediano y largo plazo.

La programación de mediano y largo plazo derivará de estudios de planificación de la operación del sistema eléctrico que, preservando la seguridad de servicio instantánea global del sistema, lleven a minimizar su costo total actualizado de operación y falla en el período de estudio que defina el Reglamento Interno, el cual no podrá ser inferior a 5 años en el caso del Sistema Interconectado Central...

Los ejemplos mostrados dan cuenta de una utilización explícita temprana del costo de falla como parámetro a considerar tanto para la planificación de largo plazo (programa de obras de generación y transmisión para el cálculo de los precios de nudo) como para la programación de la operación de corto plazo que debían elaborar los CDEC. Asimismo, y en el caso del programa de obras, el costo de racionamiento utilizado tenía una influencia indirecta en el nivel de los precios de nudo, al influir directamente en el plan de desarrollo de la infraestructura de generación que, operando junto al parque generador instalado, daban lugar a la correspondiente proyección de los costos marginales o precios spot.

A partir de 1990 se introdujeron reformas al DFL N°1, precisando la normativa en caso de racionamiento eléctrico y de pago compensaciones. En particular, en febrero de 1990, y producto de la sequía verificada en los años 1988-1989, se incorporó en el DFL N°1 la siguiente disposición:

Artículo 99 bis (DFL N°1, 1982)⁷.

De producirse déficit de generación eléctrica derivados de fallas prolongadas de centrales termoeléctricas o bien de sequías, que lleven a la dictación de decreto de racionamiento por parte del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, las empresas generadoras que no lograsen satisfacer el consumo normal de sus clientes distribuidores o finales sometidos a regulación de precios, deberán pagarles cada kilowatthora de déficit a un valor igual a la diferencia entre el costo de racionamiento y el precio básico de la energía, a los que se refiere el artículo 99 anterior. Para estos efectos, se entenderá como consumo normal de un cliente en un período, aquel que resulte de considerar el consumo de energía facturado por el generador en el mismo período del año anterior, incrementado en la tasa anual de crecimiento del consumo que se hubiere considerado en la previsión de demandas de energía para el sistema eléctrico, en la última fijación de precios de nudo. Los clientes distribuidores, a su vez, deberán traspasar íntegramente el monto recibido a sus clientes

⁶ Actual Coordinador Eléctrico Nacional.

⁷ Muchos de los conceptos correspondientes a este artículo se encuentran regulados actualmente en el Artículo 162° de la LGSE.

finales sometidos a regulación de precios. Para el cálculo de los déficits originados en situaciones de sequía no podrán utilizarse aportes de generación hidroeléctrica que correspondan a años hidrológicos más secos que aquellos utilizados en el cálculo de precios de nudo. Asimismo, si una sequía durara más de un año hidrológico, el máximo déficit que los generadores estarán obligados a pagar estará limitado al déficit que se calcule para el primer año hidrológico de la sequía, considerando una hidrología igual a la del año más seco utilizado en el cálculo de precios de nudo. Por año hidrológico se entiende un período de doce meses comenzando en abril.

En el caso de producirse los déficit a que se refiere el inciso anterior, el decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que autorice la aplicación de medidas de racionamiento, explicitará, basándose en un informe previo de la Comisión Nacional de Energía, el monto del pago por cada kilowatthora de déficit, como asimismo las demás condiciones que deberán aplicar las empresas generadoras para el cálculo o registro de los déficit, y los montos y procedimientos que aplicarán las empresas distribuidoras para traspasar a su vez los montos recibidos a sus clientes finales. Todos los cálculos deberán basarse en los valores utilizados en la última fijación de precios de nudo para el sistema eléctrico en cuestión. No obstante, el valor a utilizar para el **costo de racionamiento** no podrá superar, expresado en unidades de fomento, el promedio de los costos de racionamiento utilizados en las últimas seis fijaciones de precios de nudo".

Se introduce de esta forma, y por primera vez, el pago de compensaciones a usuarios determinado en función del costo de racionamiento. Con todo, debe notarse que el costo de racionamiento a que se refiere esta disposición -y también la que rige actualmente en la LGSE sobre la materia- se refiere a un racionamiento programado, originado más bien en situaciones de sequía o fallas prolongadas de unidades térmicas. Es decir, se trata de situaciones anticipables o, al menos, no intempestivas y por tanto administrables. Este tipo de eventualidades, y sus costos, corresponde al tipo de "racionamientos" a los que se refería el Artículo 99º ya citado, y que debía ser internalizada en el cálculo de los precios nudo⁸. Se trata entonces el costo correspondiente de un *costo de falla de energía, de larga duración, o de largo plazo*, el que se distingue del costo ocasionado por fallas imprevistas o intempestivas, también denominado *costo de falla de corta duración o costo de falla de potencia*⁹.

En 1999, por su parte, se promulgó la Ley N°19.613, que introdujo cambios en la LGSE y en la Ley de Orgánica de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (Ley N°18.410). Esta ley tuvo su motivación en la situación de racionamiento eléctrico que afectó al Sistema Interconectado Central (SIC) en los años 1998 y 1999. Respecto a las normas en caso de racionamiento, la Ley N°19.613 precisó, entre otros conceptos, que el valor del precio de corto plazo -el precio spot o costo marginal- en horas de racionamiento corresponde al costo de falla.

La misma Ley N°19.613 de 1999, y en lo que se refiere a las modificaciones aplicadas a la ley orgánica de la SEC, incluyó también la siguiente disposición, la cual rige hasta hoy:

Artículo 16 B (Ley N°18.410)

Sin perjuicio de las sanciones que correspondan, la interrupción o suspensión del suministro de energía eléctrica no autorizada en conformidad a la ley y los reglamentos, que afecte parcial o íntegramente una o más áreas de concesión de distribución, dará lugar a una compensación a los usuarios sujetos a regulación

⁸ Este tratamiento se mantiene actualmente en el cálculo del PNCP.

⁹ Estos conceptos de tratan con mayor detalle en lo que sigue de esta sección.

de precios afectados, de cargo del concesionario, equivalente al duplo del valor de la energía no suministrada durante la interrupción o suspensión del servicio, valorizada a costo de racionamiento.

La compensación regulada en este artículo se efectuará descontando las cantidades correspondientes en la facturación más próxima, o en aquellas que determine la Superintendencia a requerimiento del respectivo concesionario.

Las compensaciones a que se refiere este artículo se abonarán al usuario de inmediato, independientemente del derecho que asista al concesionario para repetir en contra de terceros responsables.

Conforme a esta norma, las fallas “no autorizadas”, en particular, las fallas que no correspondan a las interrupciones derivadas de la aplicación de disposiciones de un decreto de racionamiento se compensan al doble del costo de racionamiento, esto es, al doble del costo de falla de larga duración. Esta disposición ya apunta al hecho que, desde la perspectiva del usuario que sufre la falla, la misma se sufre como una interrupción imprevista, no anunciada, por lo que el costo que sufre el usuario es necesariamente mayor al *costo de racionamiento* establecido a esa fecha como único parámetro formal en la normativa pues no existía la formalización regulatoria explícita de un costo de falla de tipo intempestivo¹⁰. De hecho, el costo de falla de corta duración sólo se formalizó con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTS&CS) que empezó a dictarse a partir de la promulgación de la Ley N°19.940 (Ley Corta 1) en el año 2004.

3.1.2. Definición de Costo de Falla de Corta, Larga Duración y Costo de Racionamiento

En línea con lo señalado, y a esta fecha, se encuentran en vigencia definiciones formales para el costo de falla de larga duración y para el costo de falla de corta duración respectivamente. Si bien la LGSE no define formalmente el costo de falla, una definición adecuada se encuentra en el Artículo 162°. En efecto, el texto de la norma expresa:

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.

En la norma transcrita, en lo que presenta una definición explícita -no la parte en que establece cómo se calculará- 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, se 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 a usuarios a efectuar en caso de aplicarse el racionamiento a que se refiere el Artículo 163° de la misma LGSE. En todo caso, la asimilación conceptual entre el *costo de falla* de larga duración, como lo entendemos en este estudio, con el *costo de racionamiento* referido, queda clara en el mismo Artículo 163° cuando, refiriéndose al racionamiento programado, el texto señala:

¹⁰ Decimos que no existía una formalización explícita del costo de falla de corta duración porque existían, y existen, efectos implícitos. En efecto, el concepto de *peak load pricing*, que fundamenta la tarificación de energía y potencia aplicada en el país, supone que el costo marginal de la potencia de punta, dado por el costo de unitario de inversión de unidades de punta, se produce en presencia de una instalación de este tipo de unidades a un costo que iguala al costo de falla de corta duración esperado, reflejando así una situación de optimalidad.

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, y finalmente, es claro que la definición del Artículo 162° de la LGSE, y dado el contexto en que es utilizado, da cuenta del costo de falla de larga duración.

El costo de falla de corta duración, por su parte, queda formalmente definido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTS&CS).

Así, se pueden expresar como definiciones formales para ambos conceptos, las siguientes:

- **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 anunciado¹¹, 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.

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

Como se indicó, 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:

- Efecto en la programación de la operación de la infraestructura de generación y transmisión

Como se indicó, el costo de falla de larga duración se utiliza para la programación centralizada de la operación del parque generador, hecho que tradicionalmente ha sido relevante en un contexto de producción hidroeléctrica, y en la parte en que el recurso es gestionable. El tema vuelve a ser relevante en un ambiente de alta penetración de ERV con sistemas de almacenamiento.

- 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. Esto es particularmente relevante cuando hay perspectivas de racionamiento, al atraer la instalación de turbinas a gas.

¹¹ Un racionamiento establecido por un decreto, y respecto del cual, entonces, el usuario puede adoptar medidas para mitigar sus efectos.

- 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 plazo¹² 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.

- Efecto en la planificación de la transmisión;

El reglamento de planificación de la transmisión (DS N°37/2021), indica que, como input del proceso de decisión del desarrollo de la infraestructura de transporte de energía, y en otros, deberá considerar los costos de falla de larga y corta duración¹³.

- Efecto en determinación de compensaciones a usuarios regulados en caso de racionamiento;

Finalmente, y conforme al Artículo 163º 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 de compensación a usuarios regulados en caso de racionamiento efectivo.

En el caso de la regulación de los sistemas de distribución, segmento que tiene obligación de inversión en su zona de concesión, importan los criterios con los cuales se define el nivel tarifario. En este caso el costo de falla -correspondería el de corta duración- no está explícito, pudiendo entenderse que se encuentra implícito en los estándares de calidad de servicio establecidos en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

3.1.4. Estudio de Costos de Falla

En lo que respecta al presente estudio, la reglamentación que lo regula actualmente aporta también antecedentes adicionales. En efecto, el DS N°86/2013, Reglamento de Precios de Nudo, señala en su Artículo 26º:

Artículo 26º

Para determinar los niveles de déficit señalados en el artículo 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, los que podrá contratar conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes, con el objetivo de recoger los cambios que experimenten los principales factores de costo que componen dichos niveles de déficit.

¹² Hoy en día es habitual referirse a los contratos con clientes libres o distribuidoras como un contrato PPA (*Power Purchase Agreement*).

¹³ Artículo 78.- “En especial, para efectuar la Planificación de la Transmisión, la Comisión deberá considerar:....

i. Costo de falla de corta duración: valor del costo de falla de corta duración que haya sido fijado por la Comisión, en US\$/MWh.
j. Costo de falla de larga duración: valor del costo de falla de larga duración que haya sido fijado por la Comisión, en US\$/MWh...”

Los Estudios de Costo de Falla deberán considerar el análisis del comportamiento ante situaciones de déficit de clientes industriales de diferentes tamaños, actividad económica y ubicación geográfica, entre otros aspectos.

Respecto de 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 las siguientes secciones se desarrollan los aspectos conceptuales para la determinación de los costos de falla de corta y larga duración.

3.2. Análisis teórico

3.2.1. El Concepto de Costo de Falla

La conceptualización del Costo de Falla puede ser abordada desde diferentes ópticas, 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 está 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 Confiability” 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 el análisis microeconómico clásico de equilibrio entre oferta y demanda de mercado.

- Imposibilidad de almacenamiento suficiente de energía¹⁴: 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.

3.2.2. Factores determinantes del Costo de Falla

Según la literatura internacional¹⁵ 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 más 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. Así puede haber horarios en que, para ciertos usuarios, las interrupciones no generen costo alguno o tengan un costo muy bajo, ejemplo el caso de hogares durante la madrugada o usuarios industriales con cortes en horarios 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

¹⁴ 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.

¹⁵ Nooit *et al* (2007), Ajodhia (2002), entre otros.

incrementa el perjuicio. En cambio, en algunos procesos industriales se asigna mucho valor a interrupciones de muy corta duración, ya que esto les 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 y la razón es sencilla: cortes frecuentes obligan a los consumidores a internalizar los mismos y, por lo tanto, tomar las precauciones que estén a su alcance.

Dadas las diversas dimensiones que adopta el problema de la determinación del CENS, es claro que la tarea de valorizarlo es compleja, pues existe una variedad de factores que condicionan su valor. Las principales dificultades se plantean por las siguientes razones:

- Complejidad de modelar la vinculación entre falla de suministro e impacto en el bienestar de las personas, y en los excedentes de las empresas, 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 disminución 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 su cálculo, como así también hay 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.

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 basados en encuestas. 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.

3.2.3. Clasificación de los CENS

Dependiendo de la dimensión considerada existen distintas clasificaciones del CENS.

Según su **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 lapso. 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 cortes, 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 y reducción del consumo, compensaciones a los usuarios por reducción de consumo y finalmente por cortes, 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 usuarios¹⁶.

Según su **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.

Según su **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

¹⁶ 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.

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 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.

3.2.4. El nivel de confiabilidad óptimo

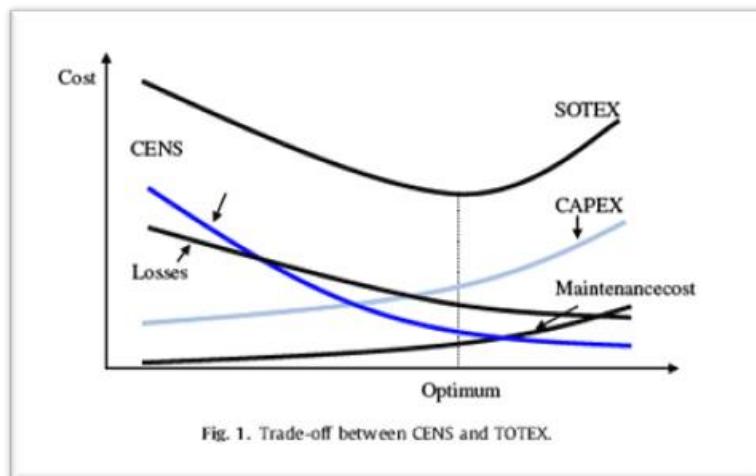
La aplicación del costo de falla en el diseño y operación de sistemas eléctricos fue desarrollada en diversos países, particularmente en Francia, a partir de la década del sesenta. Diversos especialistas, entre ellos Munasinghe (1979), formalizaron la idea de considerar el nivel de confiabilidad como una variable cuyo valor debe ser optimizado en el proceso de planificación. Así, 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 a considerar debería ser total, es decir 100% de confiabilidad, sin embargo, al tomar en cuenta los costos asociados al nivel de confiabilidad seleccionado y las interrupciones, razonables, del sistema. Esta consideración genera 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, lo que define el número esperado de interrupciones durante un cierto período de tiempo. 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. La calidad está asociada a los costos totales (TOTEX), es decir, CAPEX y OPEX. De este modo, los costos totales son función directamente proporcional al nivel de calidad requerido del servicio, a su vez es de esperar que, por ley de rendimientos decrecientes, las mejoras marginales sean cada vez más costosas cuando el nivel de calidad de servicio aumenta.

De 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 confiabilidad¹⁷.

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



Fuente: Growitsch et al. (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 de obtener máximo nivel de calidad del servicio o mínimo TOTEX, que constituyen solamente optimizaciones unilaterales, ya sea vistas desde el lado de los consumidores o de los operadores de la red, 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.

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

¹⁷ A niveles bajos de confiabilidad corresponden altos valores de energía no suministrada y por ende altos costos de dicha energía.

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 (*op. cit.*) 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).

Con todo, y constituyendo lo descrito el contexto económico en que el costo de falla adquiere su principal función cual es representar señal de planificación y operación eficiente de la infraestructura eléctrica, el presente estudio se centra en sólo una de los términos de la función objetivo, a saber, la determinación del costo de falla -o el costo de la energía no suministrada debido a interrupciones en el servicio, es decir 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, y 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.

3.2.5. 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 pico 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 apelando incluso a grupos generadores en manos 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 (apagón).

Cuando las fallas no son intempestivas 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 Shanghvi (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 disminuyendo la confiabilidad puede llevar a cortes no anunciados.

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 que en el caso de distribución la contingencia es mucho menor, por lo que aquí la falla normalmente implica un corte (aunque el tamaño del corte 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 malladas son más seguras que las radiales, pero también más costosas.

3.3. 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, como así también una variedad de dimensiones a ser consideradas en el 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:

1. Métodos indirectos;
2. Métodos directos basados en consultas directas a los consumidores

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

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, como desventaja se puede mencionar 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.

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. Este abordaje permite analizar los perjuicios que afectan las actividades de los consumidores, en función del periodo u horario que ocurre una interrupción, así como el tipo de trastorno que acarrea, 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 económicos¹⁸.

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, que puede ser diferente para cada sector de consumo.

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 deterioro 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 su cálculo 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 et al., 1994) resumen las ventajas y desventajas de las diferentes metodologías considerando cinco criterios:

- Fundamentos teóricos (FT)
- Verificabilidad de los resultados (VR)
- Disponibilidad de la información (DI)
- Costo de medición (CM)
- Implicaciones para política regulatoria y aplicabilidad (IP)

Si bien el artículo indicado (Hsu et al., 1994) no describe los cinco criterios o dimensiones arriba mencionados para comparar diferentes metodologías de cuantificación del CENS, una breve conceptualización es la siguiente:

Por *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.

¹⁸ 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.

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), en parte asociado a la dimensión anterior, 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.

Finalmente, *Implicaciones para la Política regulatoria (IP)*, se vincula con las acciones a desarrollar por el regulador para disponer de la información en forma sistematizada.

Tabla 1 - Comparación entre diferentes métodos para estimar el CENS

Enfoque	Método	Tipo de CENS estimado	FT	VR	DI	CM	IP
Indirecto	Valor Agregado Perdido (<i>Proxis</i>)	Costo Medio para un sector de la economía	Media	Media	Alta	Media	Media
Indirecto	Excedente del consumidor – 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)	Análisis 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)	Análisis 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.

De esta forma, la metodología propuesta para calcular el CENS consiste en determinar el costo de las interrupciones del servicio, mediante diferentes enfoques que se describen a continuación, y que se asocian a fallas de corto y de largo plazo, para posteriormente calcular el CENS para distintos escalones de racionamiento, es decir para diferentes porcentajes de profundidad de corte de la demanda.

Los enfoques propuestos para el cálculo de valores de CENS de diferentes categorías de consumidores son los que se resumen a continuación:

Costo de Falla de Larga Duración (CFLD): Mediante la utilización de métodos tanto directos como indirectos, se determinará un rango de valores representativos para el CFLD para las categorías de usuarios que se describen a continuación

- I. Enfoque directo a través de Encuestas a Usuarios Industriales y minería (categoría usuarios no regulados).
- II. Enfoque indirecto a través de la estimación de la Curva de Demanda (categoría residencial y sector productivo categoría comercial).
- III. Enfoque indirecto a través la estimación de Costos de Respaldo (categoría industrial y comercial).

El CFLD se estimará, para diferentes períodos de racionamiento (medido en meses de duración), y distintos niveles de profundidad de falla (medido en porcentajes de la demanda con afectación del servicio).

Costo de Falla de Corta Duración (CFCD): A los efectos de determinar el CFCD se aplicará las siguientes metodologías:

- I. Enfoque directo a través de Encuestas a usuarios, aplicable al sector industrial y minería (categoría usuarios no regulados).
- II. Enfoque indirecto a través de la Teoría de Intercambio entre Trabajo-Ocio, solo aplicable para el sector residencial.
- III. Enfoque indirecto a través del Valor Agregado, solo aplicable para los sectores: comercial y servicios e industria.

Los enfoques metodológicos fueron asignados al cálculo del costo de falla de cada actividad en función del análisis conceptual desarrollado en la sección 3, procurando identificar y cuantificar el costo de oportunidad que, para cada categoría de usuario, implica la indisponibilidad del servicio eléctrico.

Dada la diversidad de enfoques considerados en el análisis del cálculo del CENS, se presenta, a modo referencial, la tabla siguiente que consigna las ventajas y desventajas de las distintas metodologías propuestas. El desarrollo detallado de las metodologías de cálculo para cada uno de los enfoques propuestos se presenta en secciones 4 y 5 siguientes.

Tabla 2 – Matriz de ventajas y desventajas (FODA) 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		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 económrica de las elasticidades precio e ingreso de la demanda de energía: elasticidades con signos incorrectos, no significativas, etc. Esto se 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.
	Valor agregado por kWh	CFCD Industrial Comercial	Este método está basado en la supuesta relación entre PBI (u otra variable macroeconómica) y el consumo de energía eléctrica. 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).	Economía y facilidad de aplicación a partir de datos provenientes de fuentes secundarias de información. No se requiere realizar encuestas a usuarios	Se obtiene una cota superior para el costo de falla. 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.

Tabla 2 – Matriz de ventajas y desventajas (FODA) para diferentes enfoques metodológicos

Metodología		Sector de Aplicación	Fundamentos teóricos	Ventajas	Desventajas
Tipo	Enfoque				
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>
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 2 – Matriz de ventajas y desventajas (FODA) para diferentes enfoques metodológicos

Metodología		Sector de Aplicación	Fundamentos teóricos	Ventajas	Desventajas
Tipo	Enfoque				
Relevamientos ex-ante.	CFCD – CFLD	CFCD – CFLD Todos	<p>El costo de falla se obtiene como 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.</p>	<p>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.</p>	<p>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.</p>
Directo	Relevamientos ex-post	CFCD-CFLD Todos	<p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>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.</p>

Cálculo del Costo de Falla para los Sistemas Medianos (SSMM): el cálculo del costo de falla de los sistemas medianos presenta una serie de dificultades derivadas de la escala muy reducida de los mismos y de problemas de desagregación de ciertas variables macroeconómicas, así por ejemplo, si se quiere aplicar el método del valor agregado de producción perdido se requiere contar con datos del Producto Geográfico Bruto para el área de influencia del SSMM, la misma situación ocurre para los métodos del intercambio Trabajo-Ocio donde se requiere contar con el nivel de ingreso regional y además toda la región debe pertenecer a sistemas medianos.

Dado que esta situación es muy poco probable que se verifique en la realidad, el costo de energía no suministrada en SSMM será calculado mediante las variables macroeconómicas, demográficas y físicas asociadas a cada región administrativa, dado que la zona es la mayor desagregación disponible, particularmente para las variables económicas.

Por otra parte, se resalta que los enfoques metodológicos aplicados para sistemas medianos y para SEN son los mismos, en cuanto a métodos indirectos se refiere, pero se consideran los valores específicos a cada una de las regiones administrativas de los correspondientes SSMM.

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

- ✓ Enfoque de la curva de demanda: con base en la información comercial provista por la CNE es posible determinar los principales parámetros requeridos por este método para ser aplicado en a los SSMM, estos parámetros son: a) tarifa monómica de electricidad; b) consumo de electricidad por hogar; c) elasticidades (precio e ingreso). El único parámetro que debe ser considerado a nivel regional es el nivel de ingreso del hogar.
- ✓ Enfoque del Intercambio Trabajo-Ocio: la variable ingreso (horario) puede ser considerada a nivel nacional, para el SEN, o bien a nivel regional¹⁹, para cada SSMM, sin embargo, el consumo de energía por clientes (horario) puede ser determinado específicamente para cada uno de los SSMM con base en la información comercial de las 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 ende, la única variable que puede diferenciarse a nivel zonal es el costo del combustible diésel.
- ✓ Enfoque de Valor Agregado Perdido: se plantean dos estrategias, una es calcular el CENS a nivel nacional y segmentarlo para SEN y SSMM en función de los retiros de energía de cada sistema, en tanto que la otra alternativa es considerar el Producto Bruto regional y el retiro de energía regional por sector de actividad, sin embargo, esta metodología presenta una inconsistencia en la información del valor agregado y consumo de energía para ciertos sectores, por ende el costo de falla obtenido por esta metodología sólo puede ser considerado como valor referencial o de contexto .

¹⁹ 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.

3.4. Antecedentes Internacionales

3.4.1. 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.

Metodología de Aplicación

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

- 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.
- 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.

- 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.
- 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.

Enfoques Indirectos para estimación del CENS

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 estudio 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.

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.

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:

- 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.
- 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.
- 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.

- 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.

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 3 - 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
	Análisis coste-beneficio a nivel de la UE
	Evaluaciones de suficiencia del sistema
Nivel toda Unión Europea/Regional	Establecimiento de precios máximos y mínimos de compensación
Regional	Señales de precios de escasez en el mercado mayorista
	Determinación de niveles óptimos de adquisición para servicios de equilibrio y respaldo
Regional/Nacional	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	Análisis costo-beneficio a nivel Nacional
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

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. Y así 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 4 – 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
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
Rumanía	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

3.4.2. 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. 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.

Metodología de Aplicación

El cálculo del CENS se realizó a nivel estadual, 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.

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.

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 a 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 esperado 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.

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 económéticos.

- Enfoque económico: el enfoque económico 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 económico permite enumerar el costo necesario para mejorar el nivel de confiabilidad, sin detallar las acciones o medidas necesarias para lograr esta mejora.
- 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”).

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.

Resultados

Los valores de costo de energía no suministrada, resultantes del estudio de *Sinapsis Inovação em Energia Ltda*, y a Mercados de Energía Consultoría Ltda., son consignados en la siguiente figura, la cual se encuentra segmentada por categoría de usuario y por zona geográfica.

Figura 2 – 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

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.

3.4.3. 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 su cálculo. Los principales retos para la estimación 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.

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.

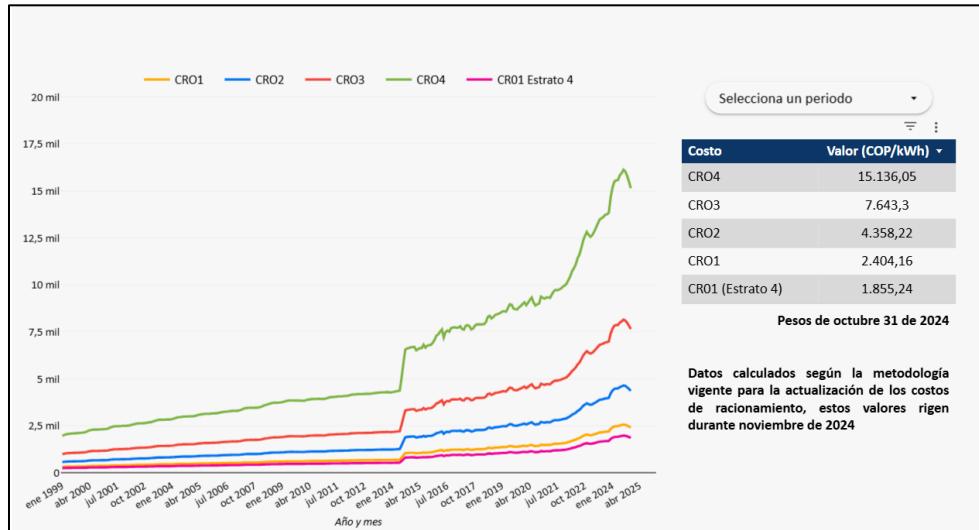
La tabla en la figura siguiente presenta los valores del margen de racionamiento (MR) como porcentaje de la demanda racionada, y las categorías pasibles de restricción.

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.

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)



Antecedentes Metodológicos

Los dos estudios que constituyen los antecedentes metodológicos para la estimación y aplicación del costo de racionamiento en Colombia son los siguientes:

- ✓ **Estudio de 1986.** 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”.
- ✓ **Estudio de 1997.** Contratado por ISA para la UPME con las Universidades de Antioquia y Nacional Sede Bogotá, titulado “Metodología y costos del racionamiento eléctrico”.
- ✓ **Estudio de 2004.** 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.

Se describe a continuación la metodología aplicada por cada uno de los estudios antes citados, sin embargo, cabe destacar que ambos estudios realizan un análisis de la experiencia internacional en materia de costos de racionamiento, desarrollan una metodología y la aplican para calcular los costos unitarios por racionamientos para ciertos sectores económicos o de actividad.

Estudio de 1986, Sistecom Ltda. Y Econometría Ltda.

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.

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

Donde:

- CR : costo de racionamiento para el sector (\$)
 V_i : valor agregado de la producción por unidad de tiempo (\$/horas)
 T_i : tiempo efectivo de la suspensión de actividades debido al corte (horas)
 α_i : factor de recuperación de la producción²⁰ (entre 0 y 1)
 C_i : costo de autogeneración o de generación de respaldo (\$)

Estudio de 1997, Universidades de Antioquia y Nacional Sede Bogotá.

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:

$$ET = VC + (VA - P_{Mg}) \times R \quad [2]$$

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.

²⁰ 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.

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.

- *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:

$$CT = CF + CV_d + CV_g - S \quad [3]$$

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.

Estudio de 2004, Unión Temporal Itansuca –Sinergia

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 – Sinergia.

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, respectivamente.

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. Su tratamiento metodológico se muestra a continuación:

- *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, esto 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 y 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.

El costo de falla de largo plazo: 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.

Estimación Econométrica: 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 econométrico bajo la especificación *Logit-Probit*, que permite estimar la probabilidad de obtener ciertas respuestas²¹ en función de una serie de variables demográficas, económicas y sociales.

- Usuarios Industriales y Comerciales: la metodología para calcular el CENS consiste en comprar 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.

Agregación de costos de racionamiento de energía: Considera 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.

3.4.4. Resultados comparación Internacional

Si bien la comparación directa de los valores de costo de energía no suministrada no es aplicable porque es necesario considerar que en el caso de los países de la UE las metodologías de VoLL pueden diferir entre países y no son necesariamente iguales que la aplicada en el caso de Brasil y de Colombia. Así, se puede ver que el caso de Brasil se realiza una mayor segmentación en categorías tarifarias y diferentes regiones.

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.

²¹ 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).

Sin embargo, se incluye la siguiente tabla a modo de referencia de los valores de CENS.

Tabla 5 – 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

3.4.5. Consideraciones Experiencia Internacional

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

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.

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.

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 ello es que los métodos indirectos tienen la ventaja de requerir información secundaria, de publicación oficial y libre

disponibilidad, esto genera significativas economías en términos de recursos monetarios y de tiempo, en comparación con los métodos directos.

3.5. Análisis de la metodología implementada para el cálculo del CENS en Chile – Estudio E2BIZ 2021

3.5.1. Resumen de la metodología aplicada

En el Estudio del año 2021 desarrollado por E2BIZ, se analiza conceptualmente el uso de energía eléctrica de diferentes sectores y categorías de usuarios, y se identifica el impacto que las interrupciones del servicio de energía eléctrica generan sobre los usuarios.

Posteriormente se revisa la normativa chilena y la forma en que se incorpora el costo de falla en la planificación de la expansión del sistema, el despacho eléctrico y la definición de compensaciones para los usuarios interrumpidos.

En lo que se refiere a la metodología de estimación del costo de falla, y a partir de la revisión de la literatura especializada, el estudio identifica dos enfoques principales, métodos directos e indirectos.

En lo que se refiere a métodos directos, diferencia los métodos *ex ante* de los métodos *ex post*, pero para ambos enfoques, la metodología de cálculo consiste en la realización de encuestas para identificar la DAP o DAA, o en su defecto, para la realización de valoraciones contingentes.

Con relación a los métodos indirectos, el estudio destaca los métodos de intercambio trabajo-ocio, de valor agregado de la producción, y análisis de los excedentes o de la curva de demanda como métodos de representación. También se menciona la metodología de costo de respaldo, que pertenece a los enfoques de preferencia revelada.

La propuesta metodológica para el cálculo del CENS elaborada por E2 BIZ se resume a continuación:

Sector Comercial: se utilizaron métodos directos (encuestas), complementados con métodos indirectos de costos de respaldo y excedente del consumidor para el caso de larga duración, y de excedente del consumidor y valor agregado para la corta duración.

Sector Industrial: la posibilidad de identificar clientes directamente favorece el uso de métodos directos (encuestas). El método directo se complementó con métodos indirectos de Valor Agregado y de costo de respaldo.

Sector Residencial: En el sector residencial se utilizan solamente métodos indirectos dado que la aplicación de encuestas es compleja, cara y con requerimientos de trabajo de campo importantes. Los métodos indirectos implementados son los siguientes, excedente del consumidor, costo de respaldo y teoría de intercambio trabajo-ocio.

Sistemas Medianos (SSMM)

Los sistemas medianos son los que tienen potencia instalada de generación superior a 1,5 MW y menor a 200 MW. De los nueve sistemas medianos en la fecha de realización del estudio, las instalaciones de generación

son mayoritaria o totalmente de propiedad de empresas integradas que incluyen la transmisión y la distribución. Las principales condiciones de los sistemas medianos son las siguientes:

- ✓ 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 autoabastecidas y no están conectadas a las redes de las distribuidoras.

Por las condiciones antes descritas, la estimación de los costos de falla en los sistemas medianos se basó en los mismos métodos utilizados para los clientes regulados del SEN²².

Las metodologías se aplicaron sobre la base de la información específica de cada sistema o, en su defecto, con antecedentes de la región en que ellos se ubican y que da cuenta de los costos logísticos asociados

Cabe destacar que, en línea con el presente estudio, y para cada sector y categoría de duración E2BIZ utiliza más de una metodología con el propósito de poder establecer rangos y analizar cotas de las estimaciones.

Con relación a las fuentes de información, el estudio de E2BIZ utiliza fuentes de organismos públicos nacionales e internacionales que publican en forma periódica y continua las series requeridas para el presente estudio.

Las variables de gestión comercial, como son las ventas de energía (en GWh y en \$) y número de clientes, fueron provistas por la CNE con base en la información aportada por las propias empresas.

En resumen, la metodología propuesta por E2BIZ para el cálculo del CENS sigue los lineamientos generales y aplica los mismos métodos que los propuestos por el presente estudio de Synex, y también son consistentes con la metodología aplicada en estudios anteriores al caso de Chile. Para los usuarios de categorías Industriales (y comerciales) se aplican tanto métodos directos como indirectos, en tanto que para los usuarios residenciales sólo se emplean métodos indirectos por las razones de costos y dificultad de aplicación de encuestas antes citada. La estrategia seguida por el estudio consiste en calcular el CENS para diferentes niveles de profundidad y duración, con y sin preaviso, y por diferentes métodos a los fines de captar las distintas dimensiones de la problemática.

De la misma forma, el presente estudio seguirá el mismo criterio utilizado por E2BIZ para determinación del CENS en los sistemas medianos, esto es, con métodos indirectos.

Por último, la información utilizada consiste en fuentes oficiales y de publicación de libre acceso y sostenida en el tiempo.

La tabla siguiente presenta una comparativa de los enfoques metodológicos y las fuentes de información del Estudio E2BIZ en comparación con la propuesta del presente estudio.

²² De acuerdo a lo indicado al final de la sección 3.3, en la actualidad las condiciones presentes en los sistemas medianos ratifican el uso de estas metodologías para el presente estudio.

Tabla 6 - Comparación Metodológica Estudio E2BIZ-2020 y Estudio Synex-GME 2024

Método	Estudio E2 BIZ	Fuente	Estudio Synex-GME	Fuente
Excedente Consumidor	Consumo Eléctrico	Ingresos de Explotación - CNE	Consumo Eléctrico	Ingresos de Explotación - CNE
	Precio de energía clientes regulados	Ingresos de Explotación - CNE	Precio de energía clientes regulados	Ingresos de Explotación - CNE
	Precio GLP	Energía Abierta - precio GLP		
	Ingreso de los hogares	Encuesta CASEN	PBI per cápita	Cuentas Nacionales
	Nivel de Actividad Regional	INACER - INE		
	Nivel de Actividad Regional	PBI Regional - Banco Central		Coeficiente de elasticidad
Valor Agregado	VA o PBI Sectorial	PBI Sectorial - Banco Central - Cuentas Nacionales	VA o PBI Sectorial	PBI Sectorial - Banco Central - Cuentas Nacionales
	Matriz Insumo Producto	Banco Central - Cuadro de Oferta y Uso		
	Consumo Eléctrico	Balance Nacional de Energía - Energía abierta	Consumo Eléctrico	Ingresos de Explotación - CNE
	Consumo Eléctrico	Retiros de energía - coordinador abierto		
				Coeficiente de elasticidad
Uso del tiempo	Uso del Tiempo	Encuesta de Uso del Tiempo (In-Data)	Uso del Tiempo	Noorji (2005), ENUT (In-data)
	Valor del tiempo de Ocio	Informe. Revisión a la formulación, actualización y uso del Valor Social del Tiempo de Viaje. Ministerio de Desarrollo Social, 2020		
	Salario horario	INE. Valor de remuneración hora ordinaria.	INE. Valor de remuneración hora ordinaria.	
	Consumo Eléctrico	Ingresos de Explotación - CNE		Ingresos de Explotación - CNE
Costo de Respaldo	Precio de equipo	Información de Mercado	Precio de equipo	Información de Mercado
	Costo de Instalación	Información de Mercado	Costo de Instalación	Información de Mercado
	Costos fijos de Operación	Información de Mercado	Costos fijos de Operación	% sobre costo del equipo
	Rendimiento de equipos	Información de Mercado	Rendimiento de equipos	Información Técnica
	Precio del Diésel	Energía Abierta (CNE).	Precio del Diésel	Energía Abierta (CNE).

3.5.2. Matriz FODA de los enfoques metodológicos

Reiterando que la metodología propuesta por E2BIZ para el cálculo del CENS sigue los lineamientos generales y aplica los mismos métodos que los propuestos por el presente estudio de Synex, y también son consistentes con la metodología aplicada en estudios anteriores al caso de Chile, el análisis teórico conceptual de las ventajas y desventajas de los distintos enfoques de cálculo del CENS, aplicado tanto a el estudio de E2BIZ como de Synex, se encuentra resumido en la tabla de la sección 3.5.1.

A continuación, se presenta la matriz FODA que caracteriza el cálculo del costo de falla conforme la metodología propuesta en el presente estudio.

Tabla 7 – Matriz FODA metodología cálculo CENS

Fortalezas:	Oportunidades:
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Metodología aplicada basada en sustento teórico y conceptual. ✓ Consistente con la metodología aplicada en los cálculos anteriores, tanto por GME como por E2BIZ. ✓ Aplicación de diferentes enfoques para diferentes categorías de usuarios, diferentes dimensiones de la problemática en cuestión. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Consistencia Regulatoria ✓ Contar con valores actualizados para el Costo de Falla ✓ Contar con Metodología y modelo de cálculo del costo de falla para diferentes períodos de análisis ✓ Posibilidad de realizar sensibilidades
Debilidades:	Amenazas:
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Característica “multidimensional” del costo de falla. ✓ No existe un valor único del costo de falla, depende de factores como el uso de la energía, la posibilidad de evitar la falla, el tiempo de preaviso y el grado de electrificación de la actividad. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Imposibilidad de arribar a un valor “exacto” del costo de falla para cada sector ✓ Sesgos de sobreestimación o subestimación

4. PROPUESTA METODOLÓGICA PARA CLIENTES LIBRES

Los enfoques más utilizados para la estimación del CENS de los clientes libres son los que se consignan a continuación.

Costo de Falla de Larga Duración (CFLD):

- I. Enfoque directo a través de Encuestas a usuarios Industriales y minería;
- II. Enfoque indirecto a través la estimación de Costos de Respaldo a las categorías industrial y comercial del sector productivo.

Costo de Falla de Corta Duración (CFCD):

- I. Enfoque directo a través de Encuestas a usuarios, aplicable al sector no regulado, es decir industrial, minería, otros.
- II. Enfoque indirecto a través del Valor Agregado, aplicable para los sectores: comercial y servicios e industria.

Para el presente estudio, se adoptó la decisión de utilizar sólo el método directo, pues ha sido utilizado con éxito en los estudios pasados para para el sector industrial y minero²³.

Es importante destacar que, la diferencia en el cálculo del costo de falla de corta y larga duración radica en la utilización de parámetros de corto y largo plazo respectivamente, así por ejemplo para el caso del método de la estimación de la curva de demanda se cuenta con elasticidades (precio e ingreso) de corto y largo plazo.

Por otra parte, la diferenciación regional y entre SEN y SSMM se lleva a cabo considerando los criterios regionales definidos en la sección 3.3.

4.1. Métodos Directos para determinar el costo de falla a partir de encuestas a usuarios (clientes libres del sector industrial, minero, comercial y otros)

La estimación del costo de energía no suministrada por métodos directos se basa en encuestas que permiten obtener conclusiones a partir de las respuestas obtenidas directamente de los usuarios, referidas a preguntas sobre la calidad del servicio. Así, tanto el CFLD como el CFCD pueden estimarse a partir de los resultados provenientes de consultas directas a los consumidores. Es importante destacar que la encuesta es la herramienta de la cual se vale el método para recopilar información sobre las valoraciones de los usuarios, y los métodos directos se diferencian entre sí en función del tipo de variable analizada (*proxy* del costo de la interrupción) y 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. En el presente estudio se recurirá a

²³ Lo anterior sin perjuicio de las recomendaciones efectuadas en la sección 7.8 y Anexo IV del presente informe.

métodos estadísticos para identificar el costo medio de la interrupción para categorías de usuarios típicas o representativas.

El cálculo del costo de falla para clientes libres se realizará mediante la aplicación de una encuesta que incluirá distintos módulos, tal como se muestra en la Tabla 8 siguiente.

En cuanto a la estimación concreta del CFLD a partir de los datos que se releven en la encuesta, hay dos módulos particularmente relevantes en la tabla indicada. 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 registrará 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, podrá obtenerse 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 preguntará 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 registrarán 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 será 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.

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.

Con relación al CFCD, se utilizará la misma herramienta de la encuesta, pero para evaluar el impacto en los consumidores de fallas de muy corto plazo y sin aviso previo, así, considerando los módulos del cuestionario a usuarios industriales presentados en la sección 7.11, se puede destacar la información que corresponde al módulo 8. Al igual que lo señalado para el costo de falla de larga duración, en el desarrollo de la encuesta se consultará a los usuarios acerca de los costos económicos asociados a fallas eléctricas intempestivas. De este modo, será 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 a fines 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 por Método Directo

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. Métodos Indirectos

Los métodos indirectos para calcular el CENS aplicables a los clientes libres (particularmente para las categorías industriales y minería, en función de la representatividad de las mismas en la demanda eléctrica) son los siguientes: a) costo de respaldo para la determinación del CFLD²⁴ y, b) valor de la producción perdida para el CFCD. Adicionalmente, se aplica el enfoque de la curva de demanda para el sector comercial o productivo, pero del segmento regulado, en virtud de la escala de operaciones de estos usuarios.

4.2.1. Estimación a Través de los Costos de Respaldo (sector industrial y comercial)

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, acciones tales 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.

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 que no es suministrado. Así, el costo marginal de producir su propia energía puede ser un estimador del CF. El costo de falla con 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.

Para estimar los costos de respaldo es necesario contar como insumos diferentes hipótesis respecto a las horas de interrupción por año, las cuales están asociadas a los niveles de confiabilidad real y meta u objetivo de las líneas de transmisión y distribución, 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 auto generadores 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.

²⁴ Otro enfoque para calcular el CFLD es el enfoque de la variación de los excedentes del consumidor o de la curva de demanda, sin embargo, este método es de uso generalizado en las categorías de usuarios residenciales en virtud del grado de atomicidad y relativa homogeneidad en el consumo de dichos usuarios, situación que ocurre en los clientes comerciales o industriales donde el patrón de consumo depende fuertemente del tipo de actividad, rama de la industria, etc.

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 siguientes elementos:

El componente de costos fijos surge de la suma de la anualidad de la inversión o del valor anual de los activos fijos, o el costo de arrendamiento mensual (el que resulte menor) y los costos anuales de operación y mantenimiento.

$$\text{Costos fijos} = \text{costo activo fijo} (\text{Min(anualidad, renta)}) + \text{costos O\&M} \quad [4]$$

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.

$$\text{Costos variables} = \text{costo combustible} \times \text{rendimiento combustible} \times \text{horas de uso} \quad [5]$$

$$\text{Costos totales} = \text{costos fijos} + \text{costos variables} \quad [6]$$

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

$$\text{Costo de falla}[\$/kWh] = \text{costos totales}[\$]/\text{energía}[kWh] \quad [7]$$

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.

Las fuentes de datos son detalladas en la sección 6.1.4, adicionalmente deben realizarse las siguientes consideraciones:

La tasa de descuento del flujo de caja descontado del proyecto debe reflejar el costo de oportunidad de la inversión en el país puede ser aproximado por 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 a 20 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%.

El costo variable se determina como el valor del diésel a la fecha de realización del estudio, aplicado sobre el consumo de dicho combustible, determinado a partir de las especificaciones técnicas de los equipos y de las horas de uso estimadas.

4.2.2. Estimación a partir del Valor Agregado del Sector Económico (sectores comercial e industrial)

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 (de Nooij et al., 2007), (Leahy and Tol, 2011), (Poudineh and Jamasb, 2015), (Praktiknjo et al., 2011) (Piaszeck et al., 2013), (Growthisch et al., 2013) 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):

$$\varepsilon = \frac{\frac{\Delta C}{C}}{\frac{\Delta PIB}{PIB}} \quad [8]$$

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

$$CENS = \frac{\Delta PIB}{\Delta C} = \frac{1}{\varepsilon} \times \frac{PIB}{C} \quad [9]$$

El método del 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, sin tener en cuenta 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.

A los fines de considerar 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.

$$CENS = \frac{\Delta PIB}{\Delta C} = \frac{1}{\varepsilon} \times \frac{PIB}{C} \times IE\% \quad [10]$$

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 econométricos 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 parciales²⁵, 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 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.

²⁵ 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.

5. PROPUESTA METODOLÓGICA PARA CLIENTES REGULADOS

Existen numerosos antecedentes que respaldan la utilización de métodos para el cálculo de costos de falla de clientes regulados, en primer lugar, se puede citar los tres ejemplos considerados en la sección 3.4 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. Adicionalmente, se pueden citar otros casos de países con mercados eléctricos desarrollados y regulación avanzada en América del Sur como es el caso de Argentina e incluso el propio caso de Chile y Perú.

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.

Sin embargo, el antecedente crucial en la determinación del costo de falla para los usuarios pertenecientes al segmento regulado es el trabajo de Benavente et al 2005, considerado como un trabajo seminal en la materia, quien realiza una estimación del costo de falla residencial en Chile basado en la metodología de la curva de demanda.

Los enfoques metodológicos a aplicar para el cálculo del CENS en los clientes regulados son los que se presentan a continuación:

Costo de Falla de Larga Duración (CFLD):

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

Costo de Falla de Corta Duración (CFCD):

- I. Enfoque indirecto a través de la Teoría de Intercambio entre Trabajo-Ocio, solo aplicable para el sector residencial.
- II. Enfoque indirecto a través de la estimación de la Curva de Demanda.

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.

Para el costo de falla de corta duración se propone el empleo de la Teoría de Intercambio entre Trabajo-Ocio. En tanto que el enfoque de la variación de excedentes o de la curva de demanda se utiliza para determinar el CENS de larga y de corta duración, dependiendo de los supuestos realizados sobre las restricciones del servicio.

5.1. Estimación con base en la Teoría de Intercambio Trabajo-Ocio (sector residencial)

Este enfoque se basa en los desarrollos de (Becker, 1965²⁶), y considera que los individuos no sólo obtienen utilidad del dinero y de los bienes adquiridos, sino de una combinación de bienes (adquiridos con dinero) y del tiempo de ocio. Siguiendo el criterio marginalista, la utilidad marginal del dinero decrece cuando crece 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 de las interrupciones: la pérdida de opciones para utilizar su tiempo de ocio; y la pérdida de bienes (por ejemplo, los alimentos de la heladera, cuando el corte 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 las actividades del hogar que se ven interrumpidas ante un corte del servicio eléctrico son realizadas más tarde, restándole tiempo al ocio.

El costo de las interrupciones de energía para toda la categoría surge del cociente entre la valoración total del ocio para los usuarios residenciales, y el consumo total de energía, este cociente (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 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, durante un día. La metodología usual para determinar la asignación de horas a las distintas actividades es partir de la base de estudios académicos, por ejemplo (de Nooij et al., 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) del año 2015, sin embargo, se tomó conocimiento que el INE dispuso el lanzamiento de una segunda edición de la ENUT durante el año 2024²⁷.

Otras de las variables clave para este cálculo es la información sobre salarios medios, lo que permite valorizar el tiempo de ocio. Las fuentes para esta variable son múltiples, por ejemplo, Encuesta Nacional de Hogares que periódicamente realizada por el INE, estimación a partir del PBI y la cantidad de empleados 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 (2005) 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;
 - Resto = 8.6 horas por día;

²⁶ Becker, G. S; 1965; "A Theory of the Allocation of Time"; Economic Journal 75: 493-517.

²⁷ A la fecha del presente Informe no están disponibles los resultados de la ENUT del año 2024, por ende, el ajuste a la realidad de Chile será considerado con base en la ENUT del año 2015.

- B. *Asignación de ponderadores*: los ponderadores permiten asignar diferentes impactos sobre los usuarios en función de la hora en que ocurren las interrupciones, así 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 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;
 - Resto de horas (8.6 horas por día) = 0.5²⁸ (con base en Nooij (2007));
- 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:

$$CENS = \frac{(IM/DM) \times ((H_{DE} * FP_{DE}) + (H_{DO} * FP_{DO}) + (H_{RE} * FP_{RE}))}{(H_{DE} + H_{DO} + H_{RE})} \quad [11]$$

Donde:

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

IM es el Ingreso Medio Horario, una jornada diaria de trabajo de 8 horas.

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).

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.

Por último, respecto a este método, cabe indicar que el valor marginal del ocio puede resultar en una sobreestimación del CENS 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.

²⁸ 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.

Cabe destacar que, a los fines de la estimación del CENS por este método, se procederá a la segmentación de los sistemas eléctricos en SEN y en cada uno de los SSMM para las áreas administrativas 10, 11 y 12 conforme se analizó en la sección 3.3.

5.2. Estimación del CFLD a Través de la 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*.

De la definición económica de demanda se puede interpretar la misma 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 consumidor²⁹.

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 5 a continuación presenta un análisis gráfico del costo del racionamiento del suministro de energía, 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_1 , 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 $q_1 A B q_0$ dividido por la cantidad restringida (segmento $q_1 q_0$).

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

²⁹ 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.

Para estimar la función de demanda de los distintos tipos de usuarios se utilizará la metodología propuesta por (Benavente et al., 2005), que definen tres costos de falla diferentes:

- CENS marginal: asociado a un racionamiento eficiente (restricción de los consumos menos valorados), anunciado con anticipación.
- CENS medio: es el valor promedio de la energía no suministrada ante un corte o racionamiento eficiente
- 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 (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):

$$q = d(p, y) \quad [12]$$

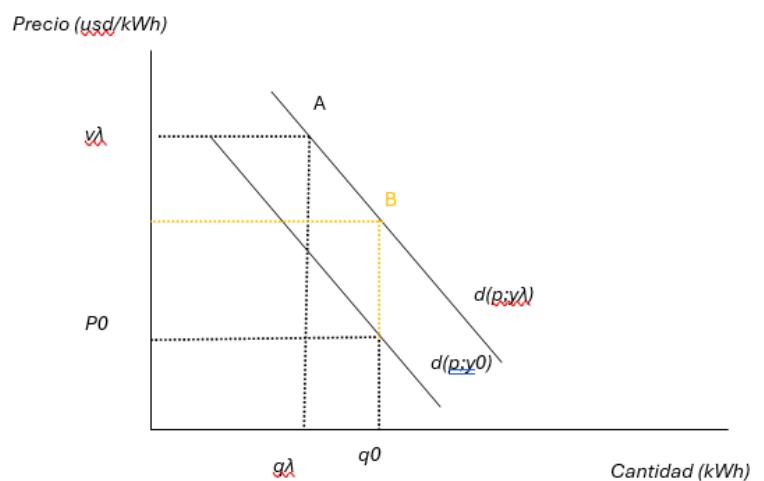
A partir de esta función de demanda resulta posible plantear la ecuación inversa de demanda donde se expresa el precio de la energía al cual el usuario demanda q kWh, que también es función del ingreso:

$$p = v(q, y) \quad [13]$$

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 eficiente³⁰, el costo de falla 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.

Figura 5 – CENS Método de la función de demanda



³⁰ 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.

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 (ver Westley, 1992).

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

$$d = \alpha p^\beta y^\gamma \quad \text{donde} \quad \alpha = q_0 p_0^{-\beta} y_0^{-\gamma} \quad [14]$$

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

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

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.

La expresión $(1 - \lambda)q_0$ es la cantidad de energía demandada con la restricción y equivale a la expresión d 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 como³¹:

³¹ 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 *op. cit.*

$$CdFMe_{VE}(\lambda) = p_0 + \frac{y_0 - [y_0^{1-\gamma} + \alpha_{\frac{\gamma-1}{1+\beta}}^{1-\gamma} (v_\lambda^{1+\beta} - p_0^{1+\beta})]^{\frac{1}{1-\gamma}} - (v_\lambda - p_0)q_\lambda}{\lambda q_0} \quad [16]$$

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:

$$CdFMe_{VC}(\lambda) = p_0 + \frac{[y_0^{1-\gamma} + \alpha_{\frac{\gamma-1}{1+\beta}}^{1-\gamma} (p_0^{1+\beta} - v_\lambda^{1+\beta})]^{\frac{1}{1-\gamma}} - y_0 - (v_\lambda - p_0)q_\lambda}{\lambda q_0} \quad [17]$$

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:

$$CdFMe_{sei}(\lambda) = p_0 + \frac{p_0}{\lambda} \left[\frac{(1-\lambda)^{(\beta+1)/\beta}-1}{\beta+1} - ((1-\lambda)^{(\beta+1)/\beta} - (1-\lambda)) \right] \quad [18]$$

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:

$$CdFMe_{co} = p_0 + \frac{1}{2} (\bar{p} - p_0) \quad \text{donde } \bar{p} = p_0 \left(1 - \frac{1}{\beta} \right) \quad [19]$$

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 a la mitad de una actividad o proceso. El costo de falla medio por cortes siempre es superior al costo de falla medio eficiente.

(Benavente et al., 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 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 (ver 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 permanente. 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 estudio es:

$$CE_t = \alpha + \beta \times PIB_t + \gamma \times TM_t + \delta \times CE_{t-1} + \mu_t \quad [20] \text{ (función de corto plazo)}$$

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.

6. METODOLOGÍA DE OBTENCIÓN DE INFORMACIÓN

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.

6.1. Estimación por 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 Estadística, Agentes Reguladores y Empresas del Sector.

La información requerida según los métodos de estimación considerados es la que se detalla a continuación:

6.1.1. 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 o el ingreso marginal que los usuarios están dispuestos a aceptar en compensación por la restricción del servicio.

Para calcular el CENS 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.

- *Elasticidades:* se pueden utilizar diferentes enfoques y fuentes de datos:
 1. *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 las empresas del sector en Chile o bien la CNE.
 2. *Metaanálisis:* es una metodología para validar los valores obtenidos por métodos económéticos mediante su comparación con los resultados de estudios académicos o regulatorios (Labandeira et al. 2015).
 3. *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 (ver Westley, 1992, GME 2023).

- *Variables de gestión comercial:* otras variables requeridas para el análisis son las relacionadas con:

- Precio de la electricidad: tarifa monómica para cada categoría de usuarios
- Ventas de energía: venta total de electricidad por categoría tarifaria en pesos.
- 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 de la autoridad regulatoria (CNE).

- *PBI per cápita.* Como proxy del ingreso disponible de los usuarios

La fuente para esta variable es Cuentas Nacionales del Banco Central.

6.1.2. Teoría del intercambio trabajo-ocio (Sector Residencial)

En términos conceptuales, este enfoque 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.

La fórmula general para el cálculo del CENS bajo este enfoque es la que se presenta a continuación:

$$CENS = \frac{(IM/DM) \times ((H_{DE} * FP_{DE}) + (H_{DO} * FP_{DO}) + (H_{RE} * FP_{RE}))}{(H_{DE} + H_{DO} + H_{RE})} \quad [21]$$

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 en cada hora FP_{DE} , FP_{DO} y FP_{RE} , a los fines de ponderar en forma diferente las interrupciones que ocurren en horas de distintas actividades de los usuarios residenciales.

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:

- *Ingreso medio mensual de los trabajadores:* para esta variable hay diferentes posibles fuentes y metodologías de aproximación.
 1. Serie de Remuneraciones y costos laborales publicada por el INE, o series de ingresos corregidos por hogar relevados en la encuesta CASEN, o bien series de las estadísticas de ingresos y gastos de los hogares también publicada por INE.
 2. Serie Salario de la OIT: esta variable puede ser calculada considerando el salario medio mensual y adicionando las remesas por habitante, con base en las siguientes fuentes:

- 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.
 - Remesas: World Bank Indicadores de desarrollo. Serie Remesas de trabajadores y compensación de empleados, recibidas (% del PIB). 2022.
 - Cantidad de habitantes: CEPAL
3. *Método de inferencia a partir de cuentas nacionales:* consiste en obtener el valor del ingreso medio a partir del cociente entre PBI y la cantidad de empleados, todas las variables involucradas se describen a continuación.
- PBI: Producto Bruto Interno, fuente Banco Central de Chile.
 - Población Total: Cantidad de habitantes, fuente INE Estadísticas Demográficas
 - Población en edad de trabajar: porcentaje de la población total en edad económicamente activa, fuente INE Estadísticas del Mercado Laboral
 - Población económicamente activa: fuente INE Estadísticas del Mercado Laboral
 - Tasa de Ocupación: fuente INE Estadísticas del Mercado Laboral
- **Demanda residencial de energía por usuario:** se aproxima a partir de las ventas de energía eléctrica facturada a usuarios finales residenciales, en GWh; y cantidad de usuarios residenciales, fuente información de gestión comercial de las empresas distribuidoras.

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

Bajo este enfoque metodológico, el CENS se deriva despejando el ratio variación del PBI/ variación del Consumo de energía ($\frac{\Delta PIB}{\Delta C}$) de la definición de elasticidad ingreso de la demanda del sector de actividad considerado.

$$CENS = \frac{\Delta PIB}{\Delta C} = \frac{1}{\varepsilon} \times \frac{PIB}{C} \times IE\% \quad [22]$$

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) PIB
 - Consumo de electricidad (en el año base) C
 - Índice de electrificación $IE\%$
- *PBI 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 CEPAL³².

³² <https://www.cepal.org/es/datos-y-estadisticas>. Sin embargo, las fuentes de información externas a organismos oficiales de Chile presentan una agregación a nivel de país, lo que impide la segmentación por áreas administrativas utilizada para la asignación del CENS a los SSMM.

- *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 las empresas de distribución y de la CNE.
- *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 económéticos con diferentes especificaciones, metaanálisis y *benchmarking*.
- *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. La fuente para este índice es la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)³³. También puede consultarse las estadísticas del Banco Mundial. Si bien la fuente principal de información respecto de este indicador será el propio Ministerio de Energía.

6.1.4. 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 para evitar así el efecto de las interrupciones del servicio.

Para aplicar esta metodología se debe plantear escenarios sobre la duración de las restricciones del servicio, se propone considerar restricciones del servicio de 18 horas, las cuales surgen del valor establecido en la norma técnica de calidad del servicio para el indicador TIC 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 distribuidoras (es decir originadas en transmisión y generación) del orden de 1,6 hs anuales y el promedio de la duración de las interrupciones por fuerza mayor en torno a 5 hs 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:

- *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 regulatoria, y una vida útil promedio de 15 a 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.
- *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.
- *Costo del diésel*: se propone considerarlos como fuente los informes desarrollados por el *Fiscal Affairs Department* del Fondo Monetario Internacional³⁴, o bien información basada en el Reporte de Precios de Combustible publicado por la CNE, Comisión Nacional de Energía.

³³ Se incluye como fuente la referencia a la CEPAL debido a que suele contar con publicaciones más actualizadas que algunos países de América Latina.

³⁴ www.imf.org/en/Topics/climate-change/energy-subsidies.

6.2. Estimación por métodos directos

La información requerida para la cuantificación del costo de energía no suministrada mediante la aplicación de métodos directos es la que se detalla a continuación:

6.3. 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, considerando tanto métodos directos (encuestas) como indirectos. 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	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Estimación econométrica (modelo de ajuste parcial). ✓ Metaanálisis ✓ Benchmarking Internacional 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Ventas de energía por categoría (en pesos y en MWh), (Datos de las empresas). ✓ Tarifas monómicas (Datos de las empresas) ✓ Ingreso Disponible o PBI (Cuentas Nacionales – Mercado Laboral)
Intercambio Trabajo-Ocio	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 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. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 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 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ CEPAL ✓ Cuentas Nacionales ✓ Empresas Distribuidoras ✓ CNE. ✓ Bibliografía académica.
Valor Agregado Perdido	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Coeficiente de elasticidad ingreso de la demanda ✓ Producto Interno Bruto del sector considerado ✓ Consumo de electricidad ✓ Índice de electrificación 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Relevamiento de Información secundaria con fuente en Organismos de Estadística 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ PBI sectorial: sistema de Cuentas Nacionales, o CEPAL. ✓ Consumo de electricidad: empresas de distribución y CNE. ✓ Elasticidad ingreso de la demanda de energía eléctrica: modelos económéticos con

Método	Variables	Metodología	Fuente
			<p>diferentes especificaciones, metaanálisis y benchmarking.</p> <p>✓ Índice de electrificación: CEPAL.</p>
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

7. LEVANTAMIENTO DE DATOS A TRAVÉS DE ENCUESTA

7.1. Diseño de la Investigación (Tipo de Estudio y Variable Medida)

Se trata de un Estudio Cuantitativo, a través de un cuestionario estructurado, aplicado a través de dos técnicas posibles: autoadministrado, si el entrevistado prefería responderla a través de un *link* enviado por Ipsos o bien realizada en entrevista personal aplicada por un encuestador de Ipsos, esta podía ser telefónica o presencial, lo cual también dependía de lo solicitado por el entrevistado.

7.2. Técnica de Recolección de Información

La recolección se realizó a través de una de dos vías, dependiendo de la disposición y acuerdo con el entrevistado:

- Autoadministrado, el entrevistado responde en *link* enviado por Ipsos.
- Entrevista personal, realizada por un encuestador de Ipsos, 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.

7.3. Grupo Objetivo entrevistado

El sujeto por entrevistar dependió de la empresa seleccionada y puede ser nombrado o se puede identificar por su cargo como Gerente, Jefe, Líder, Especialista, Ingeniero, etc. Este puede cumplir tareas de Mantención, Regulación, Gestión, Energía, Suministro Eléctrico, etc.

Lo relevante es quien conozca y pueda proporcionar información relativa a número de trabajadores de la(s) planta(s), costos operativos, gasto en electricidad, sistemas de respaldo y de generación propia de electricidad, costos asociados a cortes imprevistos o programados del servicio eléctrico.

Lo importante es que este sujeto muestral debe representar la opinión de empresas identificadas como “Clientes Libres”, es decir aquellos que tienen la capacidad de negociar libremente con generadoras de electricidad.

Como objetivo del estudio se entrevistó a las personas que en la compañía tenían el mayor grado de conocimiento y/o nivel de decisión sobre la materia que se estaba levantando en la presente investigación, a un nivel global de la empresa contactada. La selección del sujeto informante se realizó considerando la siguiente escala de cargos, y según lo dispuso la propia empresa que se entrevistó.

- 1° Gerentes de operaciones;
- 2° Jefes de Operaciones ;
- 3° Jefes de Planta;
- 4° Otros que fueron indicados por las autoridades de la propia empresa entrevistada.

Los entrevistados tiene el siguiente cargo:

Tabla 10 – Personal Entrevistado

Cargo	Cantidad
GERENTE / JEFE	48
SUBGERENTE	7
INGENIERO / ESPECIALISTA	5
ADMINISTRADOR	5
Total	65

7.4. Universo y Marco Muestral

A partir de la definición expuesta en la sección anterior y considerando la información proporcionada por CNE, respecto de los Retiros de energía para el periodo enero 2023 y octubre 2024, se construyó el Universo y por consiguiente el Marco Muestral para el levantamiento de datos del presente estudio. Este tiene los siguientes datos (cifras en kWh):

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

Sector Subsector	Comercial, Público, Residencial	Energético	Industrial	Minero	Transporte	Total general
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

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

7.5. Tamaño y distribución de la Muestra realizada

Considerando el Universo= Marco Muestral y expuestas en cada categoría y subcategoría, la muestra realizada fue de 65 entrevistas con la siguiente distribución.

Tabla 12 - Tamaño y distribución de la Muestra realizada

Sub Sector	Comercial, Público, Residencial	Energético	Industrial	Minero	Transporte	Total general
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

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.

Los resultados serán presentados segmentados en tres sectores: “Comercial, Servicios y Otros”, “Industrial” y “Minero”.

7.6. Ponderación de los datos y Validez de la muestra obtenida

Con esta información del universo y la muestra realizada se ponderaron los resultados considerando la cantidad de Retiros por sector y subsector, por lo tanto, el informe final 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 proporcionados por el 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. Entendemos que es posible hacer esta hipótesis, De lo contrario la encuesta debería hacerse para la totalidad de los clientes libres, es decir un CENSO, lo que entendemos no factible, para la definición presupuestaria del estudio y el tiempo de realización.

La teoría y la aplicación universal de la investigación de mercados señala: 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. 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.

Por ello, se definió un procedimiento de muestreo que se explica en aparato anterior, donde se establecieron los tres tercios y la selección aleatoria

Con lo anterior, el expansor de cada sector/subsector es el siguiente:

Tabla 13 – Expansor Sector/Subsector

	Comercial, Público, Residencial	Energético	Industrial	Minero	Transporte
Alimentos			170.826		
Cobre				2.329.191	
Comercial	192.705				
Hierro				197.740	
Industrias Varias			415.469		
Minas Varias				263.166	
Papel y Celulosa			1.458.772		
Petróleo y Gas Natural		136.537			
Petroquímica			29.922		
Publico	68.605				
Terrestre					467.236

7.7. 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 estudio.

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.

Fase 1: Contacto Inicial y Acceso (Screening Primario)

El primer paso consistió en una comunicación, mayoritariamente telefónica, con los gatekeepers³⁵ 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.

³⁵ 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.

- 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.

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 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.

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:

- Fatiga³⁶ 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.

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 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.

7.8. Recomendaciones Estratégicas para la Optimización de Futuros Estudios en el Sector Industrial

Tras la finalización del trabajo de campo, hemos realizado un análisis exhaustivo de la metodología y los desafíos operativos encontrados. La presente sección detalla una serie de recomendaciones estratégicas diseñadas para mitigar riesgos, mejorar la eficiencia del levantamiento y robustecer la calidad de los datos en futuros proyectos con este público objetivo (B2B industrial) o de características similares.

³⁶ 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.

Estas recomendaciones se basan en los aprendizajes obtenidos y buscan evolucionar hacia un modelo de investigación más proactivo y adaptativo para un target de alta complejidad.

7.8.1. Recomendaciones sobre el Marco Muestral y la Definición de la Unidad de Análisis

El principal desafío fue el acceso y la calificación de los informantes. Para futuros estudios, recomendamos redefinir la fase inicial de la siguiente manera:

i) Implementar una "Fase Cero" de Enriquecimiento del Marco Muestral cooperación de CNE:

En lugar de iniciar el contacto directo con un marco muestral base, proponemos una fase previa de validación y enriquecimiento. Esta fase consistiría en:

- Pre-identificación de Informantes Potenciales: Realizar un mapeo inicial en conjunto con CNE, para identificar no solo a la empresa, sino también los cargos o departamentos que probablemente alberguen a los informantes clave. Esto permite dirigir el contacto inicial de manera más precisa y reducir el número de interacciones con gatekeepers.

ii) Definición de Unidades de Análisis Múltiples y Jerarquizadas:

El estudio demostró que un único "informante clave" es una hipótesis poco realista dada la complejidad de las operaciones. Recomendamos:

- Diseñar el cuestionario de forma modular: Agrupar las preguntas por área de expertise (ej. Operaciones, Finanzas, Sostenibilidad, RRHH).
- Definir perfiles de informantes primarios y secundarios: Desde el diseño, aceptar que se necesitarán 2 o 3 interlocutores por empresa. El protocolo debe contemplar un plan de contacto escalonado para cada perfil, en lugar de depender del primer contacto para que refiera internamente.

iii) Protocolo de Acceso con Apoyo del Cliente:

Las barreras de *compliance* son un factor creciente. Para superarlas, sugerimos:

- Carta de Presentación Oficial de CNE: Iniciar el contacto con una comunicación formal firmada por CNE y enviada directamente a cada una de las potenciales empresas entrevistadas, explicando el propósito estratégico del estudio. Esto otorga una legitimidad que una agencia externa por sí sola no posee y aumenta la tasa de incidencia.
- Ofrecimiento Proactivo de Acuerdos de Confidencialidad (NDA): Tener un NDA estándar listo para ser ofrecido a las empresas, demostrando un compromiso formal con la seguridad de su información.

7.8.2. Recomendaciones sobre el Diseño y la Selección Muestral

La representatividad debe equilibrarse con la viabilidad. Proponemos ajustar la estrategia de selección para hacerla más resiliente a las bajas tasas de respuesta.

i) Adoptar un Diseño Muestral Mixto o por Cuotas:

Dado el alto índice de no respuesta, un muestreo probabilístico puro es ineficiente. Recomendamos un “muestreo no probabilístico por cuotas”, estratificado por las variables clave (p.e. zona geográfica, sistema de interconexión, tamaño de la empresa). Esto mantiene la representatividad en los segmentos críticos, pero otorga la flexibilidad necesaria para reemplazar empresas que rechacen participar sin comprometer la estructura de la muestra.

ii) Sobredimensionamiento Estratégico de la Muestra (*Oversampling*):

Basado en la tasa de rechazo y la mortalidad muestral de proyectos de esta naturaleza, recomendamos sobredimensionar el tamaño de la muestra inicial en al menos un 50-70%. Este “colchón” es fundamental para asegurar que la muestra efectiva final alcance el número requerido, anticipando las caídas durante el trabajo de campo. Esto tendrá un impacto en el costo del estudio, pero asegurará la muestra requerida en el plazo estimado.

iii) Implementación de un Estudio Piloto:

Antes del lanzamiento a gran escala, es imperativo realizar un estudio piloto con una sub-muestra (ej. 5% del total). El piloto no solo debe testear la comprensión del cuestionario, sino también:

- Validar la efectividad del protocolo de contacto.
- Estimar con mayor precisión la duración real de la entrevista.
- Identificar cuellos de botella técnicos en la plataforma de encuestas.
- Medir la tasa de respuesta inicial para ajustar el sobredimensionamiento.

7.8.3. Recomendaciones sobre la Gestión del Trabajo de Campo y el Engagement

La cooperación de informantes de alto nivel debe ser incentivada y facilitada.

i) Implementar un Programa de Incentivos B2B:

El tiempo y el conocimiento de los informantes son activos valiosos. Proponemos un programa de incentivos no necesariamente monetarios, como:

- Entrega de un Executive Summary: Ofrecer a las empresas participantes un resumen exclusivo con los hallazgos clave del estudio (agregados y anónimos). Este es uno de los incentivos más valorados en el sector B2B.

- Benchmarking Personalizado: Ofrecer a cada empresa un reporte simple donde puedan ver su posición frente al promedio de su industria en 2 o 3 KPIs clave.

ii) Desarrollar un Protocolo de Recolección Flexible:

Una única entrevista larga es una barrera significativa. El protocolo debe ser multimodal:

- Entrevistas Fraccionadas: Ofrecer la posibilidad de completar la entrevista en dos o más sesiones cortas.
- Métodos Mixtos: Combinar una entrevista telefónica/virtual para las preguntas complejas con un formulario online para las preguntas más directas o que requieren consulta de datos internos.

Si bien algunas de estas recomendaciones implican una mayor inversión en la fase de preparación, el retorno se verá reflejado en una mayor predictibilidad de los tiempos, una reducción de la incertidumbre en el campo y, fundamentalmente, en la obtención de datos de mayor calidad y profundidad.

En IPSOS estamos a disposición de CNE para discutir estas recomendaciones y diseñar conjuntamente una metodología robustecida para el próximo desafío.

7.9. Sistema de Selección Muestral

Se realizó un sorteo desde el listado de registros de Retiros de enero 2023 a octubre 2024 proporcionado por CNE.

Antes de realizar dicho sorteo, se realizó el siguiente procedimiento:

1. Se confeccionaron Clúster considerando las variables sector y subsector.
2. En cada Clúster, se ordenaron las empresas y plantas clientes, de mayor a menor considerando el retiro registrado en dicha base de datos.
3. Una vez ordenada la base datos se identificaron tres grupos dentro de este clúster que contenían al 33%, 33% y 34% de los registros.
4. Se realizó un sorteo aleatorio dentro de cada Percentil (33%, 33%, 34%) hasta alcanzar la muestra deseada y definida para ese clúster

Este procedimiento, acordado con la contraparte de CNE permitía tener una representatividad y dio como resultado un sorteo de 165 empresas en una primera etapa. Esto es el marco muestral que permite focalizar la búsqueda de los entrevistados, desde estos registros seleccionados se pretendía obtener las 65 encuestas totales estimadas en la medición.

Fue necesario hacer un segundo y tercer sorteo con las mismas características debido a la dificultad para completar las entrevistas. Entonces, en total se sortearon 290 registros, los cuales fueron contactados en su

totalidad a través de las vías descritas anteriormente. Estos 290 registros corresponden al Marco Muestral que cumple con las características definidas como procedimiento de selección muestral.

Sin embargo, aun cuando el estudio tiene las complejidades habituales de cualquier investigación de mercados, en sus preguntas hay algunas que hicieron que las empresas rechazaran la posibilidad de responder, en especial aquellas relativas a los ingresos, costos y dotación de personal.

Otra fuente de entrevistas fue la base de datos de la medición anterior 2019. La que permitía dar continuidad al estudio y también permitir tener una base de entrevistas posibles ya que estas mismas empresas fueron seleccionadas en la versión 2024-2025 del estudio.

Como procedimiento de Selección Muestral formal los pasos son los siguientes:

- Contacto con el sujeto muestral a través de llamada telefónica y o correo electrónico;
- Opciones de técnica de entrevista 1) autoadministrada o 2) Entrevista personal telefónica/presencial;

7.10. Sistema de Reemplazo

Antes de recurrir al reemplazo del sujeto muestral, el encuestador debía agotar todas las posibilidades de realizar los contactos.

- Por lo menos dos re-contactos antes de desecharlo (el primer contacto y dos re-contactos). Los re-contactos se realizaron en días hábiles consecutivos en un horario diferente.
- Si en el contacto nos sugería volver con el llamado en algún horario, esta se realizaba al terminar una primera ronda de contactos. El objetivo era encontrar a la persona que salió sorteada.
- En caso de que a pesar de los dos re-contactos no era posible el contacto efectivo se reemplazaba.

Las razones de no efectividad de las entrevistas son:

- ✓ Ausencia del individuo seleccionado (luego del recontacto)
- ✓ Rechazo total a la entrevista del individuo fue sorteado

Procedimientos utilizados para disminuir tasas de rechazo.

Una tarea de vital importancia para asegurar la representatividad del estudio es asegurar que el sujeto muestral seleccionado sea finalmente entrevistado.

Por lo anterior, Ipsos definió una serie de procedimientos y pasos para disminuir la tasa de rechazo y poner a disposición de CNE.

En el decrecimiento de las tasas de respuesta, incide básicamente el nivel de inseguridad y temor, principalmente observado en los niveles altos de la población, es por esto por lo que permanentemente se ha trabajado en el diseño de procedimientos que permitan aumentar la tasa de respuesta, con elementos que transmitan seguridad al entrevistado.

- Dentro del material que Ipsos entregó a sus encuestadores fue el Instructivo al encuestador, que le permiten un manejo óptimo ante este tipo de situaciones (Rechazos). Para esto existe un manual que puede estar

a disposición de CNE en el momento que lo deseé. Uno de los temas tratados en este manual es el siguiente:

Cómo alentar la participación del entrevistado

Las objeciones expuestas por el entrevistado no nos deben tomar por sorpresa, siempre debemos tener una respuesta clara que dar. Algunos ejemplos que se pueden presentar son:

¿Por qué yo?

Tenemos que recoger opiniones de todo el mundo.

La opinión de una persona de 20 años no es igual que la de una de 70.

La opinión de una persona que vive en una ciudad no es la misma que la de una persona que habita en una población rural.

Tenemos que recoger opiniones de todas las clases sociales: Media Baja/Baja, Media y Media Alta/Alta.

¿Para qué sirve?

Es la única forma de conocer los gustos y preferencias de la población.

No tengo tiempo

Con la experiencia se ve si es verdad o es una forma de evadir la entrevista:

En el primer caso, proponer otro momento.

En el segundo, explicar el objeto de la entrevista y que en ningún caso es para venderle algo.

No se contente, a priori, con un “no sé”

No discuta durante la conversación con la persona que entrevista.

Si le pregunta su opinión, diga con corrección que su trabajo consiste en recoger la suya.

No deje al entrevistado alejarse del tema.

Vuelva educada pero firmemente al tema, diciéndole: “esto es muy interesante, pero puede decirme...” y vuelva a leer la pregunta. Dígale que no quiere abusar de su tiempo.

La persona entrevistada no debe leer el cuestionario

Su atención se distrae y su respuesta puede estar condicionada por la lectura de la siguiente pregunta. La mejor forma de hacer la entrevista es de frente al entrevistado.

La entrevista debe tener lugar cara a cara

La presencia de terceros puede desviar la opinión del entrevistado.

Adicionalmente, CNE envió documentos con el tenor que se muestra en la Figura 6, a las empresas distribuidoras, generadoras y clientes libres, para difundir y lograr su colaboración en el desarrollo de la encuesta.

Figura 6 – Oficio Patricio CNE

CNE COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

CNE. OF. ORD. N° XX / 2024

Ref.: Solicitud colaboración para desarrollo de Estudio de Costo de Falla 2024.

SANTIAGO, XX de XX de 2024

A: SRES.
GERENTES GENERALES
EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y GENERADORAS

DE: MARCO MANCILLA AYANCÁN
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

De mi consideración

Me es grato informar a Ud. que la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión", en conjunto con la unión temporal de proveedores formada por las empresas SyneX Ingenieros Consultores Ltda., Estudios Energéticos Consultores S.A. e IPSOS SpA, en adelante e indistintamente el "Consultor", ha iniciado la realización del estudio denominado "Costo de Falla de Corta y Larga duración SEN y SSMM", cuyo objetivo general es contar con una metodología de cálculo que permita obtener el costo de falla de corta y larga duración para el Sistema Eléctrico Nacional y los Sistemas Marginales considerando las fórmulas de indexación respectivas que permitan mantener su valor real a lo largo de todo el período en que corresponda su aplicación, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 29 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía.

CNE COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

CNE. OF. ORD. N° XX / 2024

Ref.: Solicitud colaboración para desarrollo de Estudio de Costo de Falla 2024.

SANTIAGO, XX de XX de 2024

A: REPRESENTANTE LEGAL
SEGÚN DISTRIBUCIÓN

DE: MARCO MANCILLA AYANCÁN
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

De mi consideración

Me es grato informar a Ud. que la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión", en conjunto con la Unión temporal de proveedores formada por las empresas SyneX Ingenieros Consultores Ltda., Estudios Energéticos Consultores S.A. e IPSOS SpA, en adelante e indistintamente el "Consultor", ha iniciado la elaboración del estudio denominado "Costo de Falla de Corta y Larga duración SEN y SSMM", cuyo objetivo general es contar con una metodología de cálculo que permite obtener el costo de falla de corta y larga duración para el Sistema Eléctrico Nacional y los Sistemas Marginales considerando las fórmulas de indexación respectivas que permitan mantener su valor real a lo largo de todo el período en que corresponda su aplicación, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 29 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía.

El estudio señalado se efectúa a raíz de la labor de actualización que la Comisión debe efectuar de los costos manejados para su utilización en la operación de los sistemas

español (España - alfabetización tradicional) Predicciones de texto: activado  Accesibilidad: es necesario investigar

Esto permitiría tener mayor éxito en la contactabilidad y cumplimiento de la muestra.

7.11. Cuestionario utilizado y flujo de preguntas

A continuación, se presentan las características del instrumento de medición:

Estructura del instrumento

Se aplicó un cuestionario de aproximadamente 45 a 60 minutos de duración, que recogió las principales apreciaciones que se requería capturar con el levantamiento. Dicho cuestionario fue construido entre la empresa y la contraparte de la CNE, bajo los estándares de necesidades de información de utilidad para el estudio.

El cuestionario utilizado fue el siguiente:

Estudio Energía																					
<p>Buenos Días / Buenas 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																					
1. Para iniciar, me podría responder estas preguntas considerando la información del último balance de la empresa.																					
<table border="1"><tr><td>Registre Nombre de Planta / Sede</td><td></td></tr><tr><td>a Ventas o ingresos operativos totales de la planta Año 2023:</td><td>miles de pesos \$</td></tr><tr><td>b Costos operativos totales de la planta Año 2023:</td><td>miles de pesos \$</td></tr><tr><td>c Personal administrativo y gerencia:</td><td>cant. personas</td></tr><tr><td>d Personal / Mano de obra de producción o servicio:</td><td>cant. personas</td></tr><tr><td>e Personal de mantenimiento y servicios (incluido personal de aseo y limpieza):</td><td>cant. personas</td></tr><tr><td>f Remuneración total del año 2023 para personal administrativo y gerencia:</td><td>miles de pesos \$</td></tr><tr><td>g Remuneración total del año 2023 para personal mano de obra producción, mantenimiento y servicios pesos \$</td><td>miles de pesos \$</td></tr></table>		Registre Nombre de Planta / Sede		a Ventas o ingresos operativos totales de la planta Año 2023:	miles de pesos \$	b Costos operativos totales de la planta Año 2023:	miles de pesos \$	c Personal administrativo y gerencia:	cant. personas	d Personal / Mano de obra de producción o servicio:	cant. personas	e Personal de mantenimiento y servicios (incluido personal de aseo y limpieza):	cant. personas	f Remuneración total del año 2023 para personal administrativo y gerencia:	miles de pesos \$	g Remuneración total del año 2023 para personal mano de obra producción, mantenimiento y servicios pesos \$	miles de pesos \$				
Registre Nombre de Planta / Sede																					
a Ventas o ingresos operativos totales de la planta Año 2023:	miles de pesos \$																				
b Costos operativos totales de la planta Año 2023:	miles de pesos \$																				
c Personal administrativo y gerencia:	cant. personas																				
d Personal / Mano de obra de producción o servicio:	cant. personas																				
e Personal de mantenimiento y servicios (incluido personal de aseo y limpieza):	cant. personas																				
f Remuneración total del año 2023 para personal administrativo y gerencia:	miles de pesos \$																				
g Remuneración total del año 2023 para personal mano de obra producción, mantenimiento y servicios pesos \$	miles de pesos \$																				
<table border="1"><tr><td>i Cantidad de días laborables por semana</td><td>Cantidad de semanas laborables al año</td></tr><tr><td>i Turnos de trabajo (marcar la opción que corresponda)</td><td><table border="1"><tr><td>1</td><td>1</td><td>2</td><td>3</td><td>4</td></tr><tr><td>Unicross</td><td>Duplicross</td><td>Triplcross</td><td></td><td></td></tr></table></td></tr><tr><td>i Horas de trabajo turno 1</td><td>Cantidad de horas mes</td></tr><tr><td>i Horas de trabajo turno 2</td><td>Cantidad de horas mes</td></tr><tr><td>i Horas de trabajo turno 3</td><td>Cantidad de horas mes</td></tr></table>		i Cantidad de días laborables por semana	Cantidad de semanas laborables al año	i Turnos de trabajo (marcar la opción que corresponda)	<table border="1"><tr><td>1</td><td>1</td><td>2</td><td>3</td><td>4</td></tr><tr><td>Unicross</td><td>Duplicross</td><td>Triplcross</td><td></td><td></td></tr></table>	1	1	2	3	4	Unicross	Duplicross	Triplcross			i Horas de trabajo turno 1	Cantidad de horas mes	i Horas de trabajo turno 2	Cantidad de horas mes	i Horas de trabajo turno 3	Cantidad de horas mes
i Cantidad de días laborables por semana	Cantidad de semanas laborables al año																				
i Turnos de trabajo (marcar la opción que corresponda)	<table border="1"><tr><td>1</td><td>1</td><td>2</td><td>3</td><td>4</td></tr><tr><td>Unicross</td><td>Duplicross</td><td>Triplcross</td><td></td><td></td></tr></table>	1	1	2	3	4	Unicross	Duplicross	Triplcross												
1	1	2	3	4																	
Unicross	Duplicross	Triplcross																			
i Horas de trabajo turno 1	Cantidad de horas mes																				
i Horas de trabajo turno 2	Cantidad de horas mes																				
i Horas de trabajo turno 3	Cantidad de horas mes																				
2. Ahora quisiera que nos hiciese una descripción breve de los productos o servicios producidos/ofrecidos en la planta																					

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	Año 2023	kWh	Costo de combustible (Pesos \$)				
b Las ventas de energía años 2022 y 2023 (kWh y \$)	Año 2022	Año 2023	kWh	Arriendo de Equipos (Pesos \$)				
c La energía autogenerada para consumo propio durante los años 2022 y 2023 (kWh) (chequear con respuesta anterior sobre autoproducción)	Año 2022	Año 2023	kWh	Personal Externo (Pesos \$)				
			kWh	Otros costos (Pesos \$)				
			kWh	Total (Pesos \$)				

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	z
Bloque 2: de 18:00 a 22:59hs	z
Bloque 3: de 23:00 a 05:59hs	z
Controlar que la suma es 100%	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	Pior
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

19. Y Cuál es el día de la semana en que un corte intempestivo produce más daño/impacto?

1	Lunes
2	Martes
3	Miércoles
4	Jueves
5	Viernes
5	Viernes

6	Sábado
7	Domingo
9	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) _____
3	Ninguno en particular

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 utilizará 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 averíen 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.

Asume 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, lo aceptaría?	=>	1	Si	2	No
2	No ==> En cambio, si la compensación fuera de \$YY, lo aceptaría?	=>	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	%	%	%	%
k 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? Consideré la posible venta de stock de emergencia de sus productos y la postergación en la entrega de productos que se pueda acordar con clientes.	%	%	%	%
l 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? Consideré 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? Considero la posible venta de stock 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

--	--

Nuestra recomendación fue no modificar ni las escalas ni los enunciados de las preguntas respecto de las mediciones anteriores para permitir su comparabilidad.

El equipo de dirección de la aplicación de la encuesta envió las versiones digitales a un programador o *scripter*.

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

Los cuestionarios programados fueron revisados y aprobados en su versión de test por la contraparte de la CNE antes de su paso a producción.

En la confección del instrumento, se realizó el trabajo de entrega de versión 1 y 2 a CNE, donde las sugerencias de CNE fueron consideradas todas.

La lógica de análisis de las preguntas del instrumento era si: el resultado aporta al modelo y a la dinámica de la entrevista.

Desde esta perspectiva, la pregunta 23a, 23b y 23c a juicio del consultor era mejor dejarla fuera de la medición debido a que la información entregada -y procesada- sólo opera como variable de control o de referencia, sin que participe directamente en los cálculos del costo de falla, ni motive cambios en la información fuente. Además, la correcta captura del antecedente buscado supondría aplicar encuestas diferenciadas por rango de consumo de los clientes toda vez que la referencia de compensación que se presenta al encuestado para conocer si la aceptara o no, no podría expresarse en términos unitarios (S/kWh), pues esto complica la respuesta. Sin embargo, esta fue incorporada finalmente en el cuestionario.

7.12. Programación de encuestas (*scripting*)

La diagramación de las encuestas estuvo a cargo del equipo de scripting. El equipo está compuesto por 2 profesionales correspondientes a programadores, quienes son liderados por un director que hace las veces de contraparte interna con el director de operaciones.

El equipo recibió los cuestionarios en formato Word diseñado por el equipo directivo, en el que se diseñó el cuestionario con todas las indicaciones necesarias: filtros, rangos de respuestas, número de respuestas posible (única, múltiple o con un máximo de respuestas, por ejemplo 3), tipo de respuesta (categorías preexistentes, espontánea, asistida), entre otros.

Figura 7 – Flujo de Validación Cuestionario



Las encuestas se programaron utilizando el software Dimensions (IBM Data Collection), cuya licencia ha sido adquirida por Ipsos a nivel mundial. La ventaja de este programa es que permite trabajar en el mismo ambiente tanto el levantamiento de las encuestas, como las visualizaciones de seguimiento del avance del terreno como el trabajo posterior de procesamiento de datos. Gracias a que toda la validación y procesamiento se realiza sobre el mismo ambiente se minimizan los errores no muestrales por manipulación de las BBDD.

La configuración del script corresponde a un primer control de calidad en el que se establecen respuestas posibles y las formas de ingresarlas, evitando datos fuera de rango, respuestas inapropiadas para la consulta, secuencia lógica de la encuesta, imposibilidad de saltarse una pregunta (el sistema no permite avanzar con un dato vacío) y cierre de la encuesta para su validación.

Una vez programados los cuestionarios, el equipo a cargo del proyecto recibió en forma digital un link de prueba, con el que pudo chequear que el cuestionario y todas las reglas de validación, saltos y rangos de variables se encontraban correctamente programados.

7.13. Trabajo de Campo

El trabajo de campo, segunda etapa, se realizó entre el 25 de marzo y el 30 de mayo de 2025.

Este capítulo se concentrará en los procedimientos operativos de control de calidad cuya función es la disminución de los errores no muestrales y la búsqueda de la certeza de la veracidad de las respuestas.

Con el objetivo de dar cumplimiento a los estándares exigidos en este estudio, se definieron los siguientes procedimientos:

- Supervisión de encuestas
- Procedimientos de control
- Revisión bases de Datos
- Controles disponibles para CNE

7.13.1. Supervisión de encuestas

Se define como procedimiento de supervisión el trabajo de comprobación de la veracidad y realidad de lo recogido en el cuestionario, comparando las respuestas obtenidas por el supervisor con las registradas por el entrevistador.

Este procedimiento es realizado en terreno mismo, mediante una revisita al sujeto muestral, en forma telefónica o el audio de las encuestas.

De acuerdo a la metodología planteada, un segundo objetivo a cumplir contempla la revisión del proceso de selección en terreno.

A continuación, se describe el diseño planteado para esta medición.

I) Tipos de Supervisión

- **Telefónica** : Confirmación posterior de las entrevistas realizadas con consultas de verificación.

II) Porcentajes de Supervisión

La realizó para cada encuestador los siguientes porcentajes mínimos de supervisión:

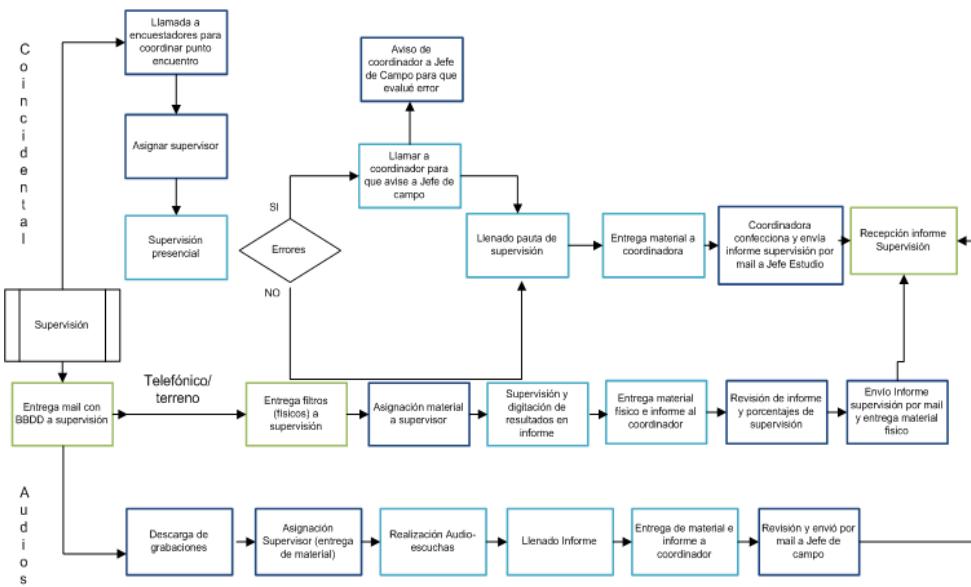
- **Telefónica** : 35% del material recepcionado.

El material a supervisar se seleccionó en forma aleatoria y también en aquellos casos de material incompleto o inconsistente.

III) Diagrama del trabajo de Supervisión

El siguiente diagrama general de IPSOS, describe los procedimientos de supervisión y el flujo de información de los diferentes tipos de supervisión.

Figura 8 – Diagrama Supervisión



7.13.2. Procedimientos de Control

Además de la supervisión descrita existen otros tipos de control que permitirán, no sólo verificar la eficiencia de la toma de información sino también la calidad de esta por un lado y la revisión de las etapas posteriores.

i) Controles por entrevistador

- Control de cantidad de entrevistas realizadas por el entrevistador
- Procesos por entrevistador.

Este sistema de control consiste en procesar los principales indicadores como informes independientes por cada uno de los entrevistadores, lo cual permite conocer con precisión el trabajo realizado por cada uno y comparar parámetros con la media del equipo. De esta manera se puede detectar falencias en sondeo, formulación incorrecta de consultas, hasta posibles falseos o fraudes de información.

ii) Controles por Supervisor

Control del trabajo del supervisor, este procedimiento es realizado por el Asistente de Campo y puede ser en forma telefónica o a través del audio.

iii) Controles de Ingreso y Proceso de la información

- Validaciones de Rango, consistencia y Lógica de la información, aunque gran parte de estas validaciones son automáticas dado el sistema de recolección.
- Procesos paralelos en la generación de los informes. Este control lo realiza el Director de Estudios que procesa una muestra aleatoria de un segmento específico en forma paralela e independiente, con el objeto de comparar resultados obtenidos por el software de explotación.
- Procesos por Codificador. Este control opera de forma similar a los procesos por encuestador y se utilizaría en la medida que se cuenten con preguntas abierta.

iv) Controles Técnicos

Para el Software de ingreso:

- Ingreso de entrevistas en papel al sistema para luego validar y comparar lo que la base de datos registra.

7.14. Revisión de la Base de Datos

Corresponde a la revisión de la consistencia entre todos los insumos relativos al levantamiento de los datos. Esta tarea la realiza el departamento de Operación y Calidad de Ipsos y es supervisado por el Director del Estudio.

Una vez obtenida la base de datos con el 100% de las encuestas, esta se validará a través de programas ad-hoc diseñados para este efecto (validación por sistema) y mecanismos semi-automáticos y/o manuales de validación. La validación se realiza desde la perspectiva de:

- a) Lógica: Esta validación asegura que todas las preguntas cuenten con la totalidad de respuestas y se respeten los saltos correspondientes dentro de la secuencia lógica del cuestionario.
- b) Consistencia: Esta validación que suele ser de tipo más cualitativo, consiste en que el analista revisa que la secuencia de respuestas es consistente con lo que el entrevistado ha respondido en las demás preguntas del cuestionario.
- c) Rangos: Implica que las respuestas se encuentren dentro del rango de códigos correcto del cuestionario.
- d) Por otra parte, se realizarán procesos parciales de preguntas cruzadas con las variables en estudio a fin de tener una visión previa antes del proceso final y análisis por parte del Director de Estudios.

7.15. Mapa de datos

Una vez concluido el procesamiento estadístico de la información y teniendo la versión final de cada base de datos con todas las variables construidas producto del análisis de la información, se procede a diseñar el Mapa de Datos.

Este documento tiene toda la información habilitante para trabajar con la base de datos en forma independiente:

- Ficha metodológica del estudio;
- Consideraciones relevantes sobre la base de datos en caso de ser necesario;
- Presentación de cada variable incluyendo: nombre, definición, pregunta asociada en el cuestionario, valores de respuesta válidos, valores de no respuesta, escala de medición de la variable;
- Variables o Índices construidos en el procesamiento de la información: nombre, definición, procedimiento de construcción, valores de respuesta válidos, valores de no respuesta, escala de medición de la variable.

Protección de datos personales

Ipsos es una empresa internacional con presencia en 90 países, su casa matriz es francesa y adhiere firmemente a regulación General de protección de Datos Personales de la Unión Europea **GDPR** (*General Data Protection Regulation*).

La protección de datos personales es, y siempre ha sido, una de las principales prioridades de Ipsos como líder en el mercado en la industria de investigación de mercados.

Ipsos también cumple con la orientación y requisitos del código de conducta profesional aplicable a todas las empresas de investigación de mercado registradas (**Código internacional ICC / ESOMAR sobre investigación de mercado, opinión e investigación social y análisis de datos**) y todas las actuales regulaciones locales existentes, especialmente en lo que respecta a la protección de los datos de los encuestados.

Durante muchos años, Ipsos ha adoptado el enfoque de las 4S en su negocio, las 4S son sinónimo de **Seguridad, Simplicidad, Speed y Sustancia**.

Ipsos adoptó un enfoque proactivo para garantizar la salvaguardia y protección de los datos personales de sus clientes, encuestados y empleados.

Con ese fin, Ipsos lanzó un programa de privacidad global liderado por un equipo multidisciplinario (es decir, sus departamentos de CPO, TI, Legal, Calidad, RR.HH. y Marketing y Comunicación) para trabajar en lograr el cumplimiento del GRPD antes del 25 de mayo de 2018.

Además, para fines de 2022, Ipsos implementó los requisitos de GDPR en todos los países donde opera.

Ipsos ya ha tomado muchas acciones para cumplir con el **GRPD**; con algunas de las acciones principales que incluyen lo siguiente:

1. La nominación de un Director de Privacidad (CPO) global y Oficiales de Privacidad de Datos (DPO) locales

El 1 de marzo de 2017, Ipsos nombró a un director de privacidad global, el Sr. Rupert van Hüllen.

El papel del CPO es guiar y coordinar los esfuerzos de cumplimiento global de Ipsos sobre protección de datos y privacidad y gestionar los delegados de Protección de Datos locales que han sido designados para cada país en el que Ipsos opera.

Su mandato es garantizar que los datos personales sean tratados y protegidos de manera adecuada.

2. Datos anonimizados y seguridad de acceso

- Para los encuestados:
 - Ipsos utiliza técnicas de *anonimización* para proteger los datos personales de los encuestados como parte de su recopilación de datos, de modo que el acceso esté restringido a sus equipos de trabajo de campo
 - Ipsos aplica la misma política y atención a las muestras proporcionadas por el cliente y a los panelistas en línea de Ipsos y encuestados fuera de línea.
- Para nuestros empleados:
 - El acceso a los datos personales de los empleados está estrictamente limitado al personal pertinente a cargo de los recursos humanos y administración.

7.16. Modelo de reclutamiento de encuestadores

Ipsos considera que el personal más importante en este tipo de proyectos son los encuestadores, y en función de eso considera clave el proceso de selección y capacitación del equipo de campo. Para efectos del presente estudio fueron seleccionados sólo encuestadores con experiencia en este tipo de sujeto muestral.

Para la correcta comprensión de la metodología y del instrumento de recolección de datos, se realizó una capacitación a todos los encuestadores participantes del estudio. La capacitación fué impartida por el Jefe de Proyecto y/o por el Responsable de Operaciones, y siempre con la presencia del Project Manager encargado de equipo.

Perfil de los Encuestadores

El desarrollo del trabajo de producción estuvo a cargo de un Equipo de Encuestadores que cumple con el siguiente perfil:

- En promedio 3 años de experiencia en la aplicación de encuestas;
- Hombres y Mujeres con un promedio de 30 años;
- Experiencia en estudios a este segmento objetivo.

7.17. Monitoreo de avance de encuestas

Ipsos generó semanalmente un informe de avance de campo, que dio cuenta de las entrevistas aplicadas, para lo que se contó con un formato de reporte que integró los números de casos de los distintos segmentos incluyendo la muestra objetivo y muestra efectivamente lograda, permitiendo así visualizar los porcentajes de avance.

Formato de base de datos:

La base está debidamente etiquetada con los nombres de variables de cada pregunta en formato SPSS, EXCEL o algún otro solicitado por la contraparte.

Se eliminaron los datos de contacto (nombre, dirección, teléfono y otros), conforme lo que indica la ley de secreto estadístico. Se indicó también la información de fecha de cierre del cuestionario, y las variables de interés para la contraparte técnica.

Cabe destacar que el programa *Dimensions*, con el que se levantan las encuestas, permite exportar la base de datos de salida a SPSS o Excel. La base de datos está a disposición de la CNE para ser consultada.

8. HERRAMIENTA DE CÁLCULO DEL COSTO DE FALLA

8.1. Diseño del modelo de cálculo del CENS

Conforme lo establecido en las bases para el presente trabajo de consultoría, contenidas en la Resolución Exenta N°355/2024, para dar cumplimiento al Objetivo Específico N°2, es necesario la realización de una serie de tareas, las cuales se encuentran consignadas en la presente y en las siguientes secciones.

Para dar cumplimiento a la actividad VII de las bases, consistente en: “Crear 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 los literales anteriores. Los procedimientos y fuentes de información utilizadas deberán estar respaldados y señalados en la herramienta”, se procedió al desarrollo de un modelo de cálculo del CENS en soporte Microsoft Excel, el cual se describe a continuación:

8.1.1. 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 las secciones 4 y 5 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 fuentes³⁷ de este archivo son sitios oficiales de estadísticas, organismos del sector energético y la 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.

³⁷ 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.

8.1.2. 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.
- ✓ **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.

8.1.3. 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.

Módulo Insumos

Existen insumos de carácter general e insumos específicos a cierto método de estimación del CENS

- ✓ Insumos de carácter general: solapa “Datos Generales”: presenta una serie de información que se utiliza para determinar el CENS de acuerdo con las distintas metodologías previstas:
 - Datos de mercado (ventas de energía, cantidad de clientes, precios de energía eléctrica);
 - Datos socioeconómicos (tipo de cambio, población, empleo, ingreso medio, PIB, índice de electrificación, impuestos y tasas, precio Diesel Oil y otros)
 - Datos de los generadores utilizados para determinar el costo de respaldo (Costos de inversión en equipos de respaldo, capacidades, vida útil, etc.)
- ✓ Insumos específicos:
 - 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.
 - 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 “Base de datos”.

Módulo Cómputos

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 et al. (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.

Metodología Costo de Respaldo: 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.

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.

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”.

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.

8.2. Aplicación Metodológica y Resultados

Durante el desarrollo de esta tarea, y con base en la metodología propuesta en las secciones anteriores se procedió a calcular el costo de falla con diferentes métodos directos e indirectos, cuyos resultados se describen a continuación.

8.3. Aplicación de métodos indirectos

8.3.1. Estimación mediante la teoría del intercambio trabajo-ocio (Sector Residencial)

Los fundamentos conceptuales de la presente metodología desarrollados en la sección 5.1 establecen que una forma de computar el costo de la energía no suministrada para los usuarios residenciales es a través del costo de oportunidad o de la cuantificación de la utilidad perdida por los hogares a consecuencias de interrupciones del servicio de electricidad.

Siguiendo el enfoque de Becker (1965)³⁸ 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, y esta es la medida del costo de oportunidad de los hogares ante interrupciones del servicio.

Recordando la fórmula general de cálculo del CENS bajo este enfoque.

$$CENS = \frac{(IM/DM) \times ((H_{DE} * FP_{DE}) + (H_{DO} * FP_{DO}) + (H_{RE} * FP_{RE}))}{(H_{DE} + H_{DO} + H_{RE})} \quad [23]$$

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:

- A. *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) 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 resulta en torno a 985 USD. 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.

³⁸ Becker, G. S; 1965; "A Theory of the Allocation of Time"; Economic Journal 75: 493-517.

Para calcular el ingreso horario se considera la ENUT que contempla una jornada laboral promedio de 5 hs para los empleados.

En virtud de que el número de personas ocupadas es mayor que la cantidad de viviendas ocupadas, y dado 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.³⁹ 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	Chile SEN	SSMM-10	SSMM-11	SSMM-12
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 (ESI)⁴⁰ y Serie de Tipo de cambio del Banco Central.⁴¹

B. *Determinación de la Demanda Media:* la Demanda Media por usuario, en MW, es estimada 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). Debido a que se dispuso de información de ventas de energía y de cantidad de usuarios segmentada en SEN y SSMM se procedió a calcular el CENS con dicha apertura.

Tabla 15 – Demanda Media - 2023

Descripción	unidad	Chile SEN	SSMM-10	SSMM-11	SSMM-12
Ventas de Energía Residencial	[MWh]	15.137.651	6.265	90.740	145.056
Clientes Residencial	[#]	6.523.254	3.262	37.062	65.000
Consumo Promedio [kWh-mes/cliente]		193,4	160,0	204,0	186,0
Demanda Promedio [kW-mes/cliente]		0,27	0,22	0,28	0,26

Fuente: Elaboración propia en base información provista por la Comisión Nacional de Energía CNE.

³⁹ En un hogar, más de un miembro del grupo familiar puede desarrollar actividades remuneradas a jornada completa o bien parcialmente.

⁴⁰ https://www.ine.gob.cl/docs/default-source/prensa-y-comunicacion/presentaci%C3%B3n-resultados-esi-2023.pdf?sfvrsn=eaace22_2

⁴¹ https://si3.bcentral.cl/Siete/ES/Siete/Cuadro/CAP_TIPO_CAMBIO/MN_TIPO_CAMBIO4/DOLAR_OBS_ADO

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

- Descanso = 9.33' horas por día;
- Actividades Domésticas y Ocio = 6.00' horas por día;
- Resto = 8.42' horas por día.

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

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

D. Asignación de ponderadores: los ponderadores permiten asignar diferentes impactos sobre los usuarios en función de la hora en que ocurren las interrupciones, así 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 el 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 comentara anteriormente, esta asignación de ponderadores es consistente con los resultados del trabajo seminal de Nooij (2007).

- Ponderación Horas de Descanso = 0
- Ponderación Horas de Actividades Domésticas y Ocio = 1
- Ponderación Resto de horas = 0.5

Aplicando la fórmula general de cálculo del CENS bajo este enfoque se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 17 – CENS Intercambio Trabajo-Ocio

Descripción	unidad	Chile SEN	SSMM-10	SSMM-11	SSMM-12
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
CENS MÁXIMA	[USD/kWh]	16,89	13,87	17,17	21,21
CENS MEDIO	[USD/kWh]	14,44	11,86	14,68	18,13

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

Como se puede ver 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 y al resto de actividades.

La especificación matemática para el cálculo de la demanda máxima es la siguiente:

$$DM_{kW_{mes}/cl} = \frac{CM_{kWhmes/cl}}{(30 \times 24 \times FC)} \quad [24]$$

Donde

$DM_{kW_{mes}/cl}$ es la demanda máxima horaria de un consumidor residencial

$CM_{kWhmes/cl}$ es el consumo promedio mensual en kWh de un consumidor residencial

$(30 \times 24 \times FC)$ esta expresión corresponde a la cantidad de horas mensuales multiplicadas por el factor de carga.

Como ya se indicó, el valor marginal del ocio puede resultar en una sobreestimación del CENS si durante el corte de energía los individuos pueden realizar actividades que no necesitan electricidad.

8.3.2. 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 4.2.2, la electricidad es considerada como un insumo para la producción, así, las 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.

Acorde a la propuesta de Telson (1975)⁴² 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 PBI/ variación del Consumo de energía ($\frac{\Delta PIB}{\Delta C}$) de la definición de elasticidad ingreso de la demanda del sector considerado.

$$CENS = \frac{\Delta PIB}{\Delta C} = \frac{1}{\varepsilon} \times \frac{PIB}{C} \times IE\% \quad [25]$$

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 ;

⁴² Telson, M. L.; 1975; "The economics of alternative levels of reliability for electric power generation systems"; The Bell Journal of Economics; vol. 6, N°2: 679-694.

- ✓ 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:

- A. *Determinación del Producto Bruto Sectorial (PBI sectorial)*: el PBI de los sectores industrial y comercial fue obtenido de las bases de datos del Banco Central de Chile⁴³, debido a consideraciones de desagregación tanto a nivel sectorial (por tipo de actividad) como regional, y a la necesidad de consistencia entre la desagregación del producto regional y sectorial con la desagregación del consumo de electricidad regional y sectorial, se plantean dos estrategias de estimación:
 - a. *A partir del PBI 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 PBI nacional y una segmentación tanto para el SEN como para cada uno de los SSMM.
 - b. *A partir de información regional*: se computa para los SSMM el costo de falla como el cociente entre del PB 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

PBI	unidad	Chile SEN	SSMM-10	SSMM-11	SSMM-12
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%

Nota *: 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.

⁴³ <https://www.bcentral.cl/areas/estadisticas>

- B. *Cálculo del consumo de energía:* esta variable surge de las ventas de energía eléctrica de los sectores industrial y comercial fueron obtenidas de la información enviada por la CNE en relación con 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 usuarios libres. Siguiendo el mismo criterio del punto anterior, fueron consignadas las ventas de energía a nivel agregado nacional y discriminadas por tipo de sistemas, para el caso del primer enfoque metodológico. En lo que respecta al segundo enfoque metodológico las ventas de energía eléctrica para cada sector de actividad y región fueron obtenidas del Balance Energético Nacional regional.
- C. *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. Lo que se pretende es la determinación de 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 se desarrolla en detalle la metodología de validación de la elasticidad precio e ingreso de la demanda. Ver Figura 9 en la sección siguiente.
- D. 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

Sector	Elasticidad-precio		Elasticidad-ingreso		Criterio	
	c/p	I/p	c/p	I/p	Elast. Precio	Elast. Ingreso
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:

- Meta-análisis: los valores obtenidos por métodos econométricos fueron validados mediante su comparación con los resultados de meta-análisis (Labandeira et al. 2015), (Kostakis et al 2022).
- 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 2005, Westley, 1992, GME 2023).

Resumiendo, la estimación econométrica de los coeficientes de elasticidades precio e ingreso fue realizada con diferentes especificaciones funcionales, como se desarrolla en la sección siguiente, los resultados obtenidos no permitieron contar con una única ecuación de demanda de electricidad con coeficientes de elasticidades

estadísticamente significativos y a la vez con el signo esperado para todas las variables explicativas⁴⁴. Esta situación puede obedecer a diversos factores como ser poca representatividad de las variables explicativas debido a situaciones atípicas (ej COVID), intervenciones regulatorias (ej subsidios, aportes, congelamientos tarifarios, etc), errores de especificación del modelo, entre otras. 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 2005), aplicados a la realidad de Chile.

E. Afectación por el coeficiente de electrificación: a los fines 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 efecto de considerar solo los usuarios que tienen acceso a la red eléctrica.

- Sistema Eléctrico Nacional, el índice de electrificación se determinó de acuerdo con el documento publicado por el Ministerio de Energía de Chile, denominado “Mapa de Vulnerabilidad⁴⁵” 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%.
- Para el caso de los 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 sistemas medianos.

Tabla 20 – Índice de Electrificación (2017)

Sistema	% viviendas sin energía	% ponderador	% índice electrificación
Chile Sistema Eléctrico Nacional	0,40%	100%	99,60%
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

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 para cada uno de los SSMM en función de los retiros de energía:

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

PBI	unidad	Chile SEN	SSMM-10	SSMM-11	SSMM-12
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

⁴⁴ Se obtuvieron ecuaciones en las que la elasticidad precio tenía el comportamiento esperado pero no así la elasticidad ingreso, o viceversa.

⁴⁵ https://energia.gob.cl/sites/default/files/documento_de_metodologia_y_resultados_0.pdf

PBI	unidad	Chile SEN	SSMM-10	SSMM-11	SSMM-12
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

Como se comentó anteriormente, fue desarrollado el cálculo del CENS por 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

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

Sector	PBI (millones USD)	Consumo Electricidad (MWh)	CENS
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

Como surge de la tabla anterior, este método puede presentar inconsistencia entre la asignación sectorial y regional del PBI y la asignación del consumo de energía, así para el caso de los SSMM se ve que las Cuentas Nacionales asignación 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-10	SSMM-11	SSMM-12	SSMM
Indust y Minería	1.798	1.693	6.870	7.029	3.915
Com y Serv	14.039	4.982	11.301	8.997	8.005
Otros	5.244	2.827	7.634	6.720	5.539
Total	4.100	2.719	8.003	7.477	5.528

8.3.3. Estimación mediante la Curva de Demanda (Sector Residencial y Comercial Regulado)

Como se desarrolló en la sección metodológica correspondiente, 5.2 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, 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:

- ✓ *Estimación econométrica*: a partir de información de ventas de energía a usuarios residenciales, tarifa media (monómica) e ingreso per cápita, se corrieron regresiones con diferentes especificaciones del modelo de ajuste parcial para 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 dadas por la tarifa monómica, el nivel de ingresos representado por el PBI, y rezagos de la variable explicada para considerar el ajuste parcial. Adicionalmente se formularon modelos con variables dummy para tomar en consideración el efecto de los años atípicos o *outliers* de la pandemia de COVID. Se formularon diferentes modelos considerando alternativamente cada una de estas variables y diferentes mediciones de las mismas como ser PBI 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 (ej Benavente), en algunos casos no presentaron la significatividad estadística requerida, y en todos los coeficientes de la función.

La especificación matemática propuesta fue la siguiente:

$$CE_t = \alpha + \beta \times PIB_t + \gamma \times TM_t + \delta \times CE_{t-1} + \varepsilon \times Precio_{GLP} + d_{20} + \mu_t \quad [26]$$

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 correr 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 PBI) 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, pues 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				

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.

- ✓ *Meta-análisis*: esta metodología 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 et al. (2015); Bernstein et al (2005) y Paul, Meyers and Palmer (2009). La tabla de la Figura 9 a continuación extraída de Kostakis et al (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 9 – 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

- ✓ *Benchmarking:* adicionalmente se efectuó una comparación con otros valores típicos o de referencia en la literatura internacional para el caso de países en desarrollo (ver Westley⁴⁶, 1992, GME 2023⁴⁷).

Los resultados obtenidos del análisis econométrico desarrollado por el consultor representan un valor promedio de -0,12 para la elasticidad precio de corto plazo residencial y 0,46 para la elasticidad ingreso, estos valores están dentro del intervalo de los valores obtenidos por el Meta-análisis y son consistentes con los valores del

⁴⁶ Westley, Glenn D., New Directions In Econometric Modelling of Energy Demand, Interamerican Development Bank/Johns Hopkins University Press, 1992.

⁴⁷ GME 2023. Colombia: Revisión de Condiciones de Compraventa de Energía Eléctrica y Traslado de Costos Eficientes al Usuario Final en el SIN

estudio de Benavente et al (2005). Sin embargo, la CNE proporcionó el estudio de cálculo de los coeficientes de elasticidad precio e ingreso para Chile realizado por E2BIZ, estos valores se encuentran en el rango de los obtenidos en el presente estudio, así como también en el meta-análisis y en Benavente, por ello se utilizaron los valores del estudio proporcionado por la CNE.

Debido a los problemas de consistencia en la estimación econométrica antes consignados los criterios para determinar los coeficientes de elasticidad aplicados fueron los siguientes:

Tabla 26 – Coeficientes elasticidad precio e ingreso

		Elasticidad-precio Elasticidad-precio		Elasticidad-ingreso Elasticidad-ingreso	Criterio
Sector	c/p	l/p	c/p	l/p	
Residencial	-0,04	-0,37	0,02	0,23	Estudio CNE E2BIZ
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.

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.

En los casos en que presentan tarifas subsidiadas, congeladas o que no reflejan los verdaderos costos de la energía, esto puede afectar el costo de falla a través de su efecto sobre la disponibilidad marginal a pagar o a aceptar, 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.

Una situación de estas características se experimentó en Chile como consecuencia de la aplicación de las leyes 21.185/2019 y 21.472/2022 las que mediante los programas PEC y MPC respectivamente, implicaron la aplicación de un precio regulado para los usuarios finales de las distribuidoras, como así también precios de potencia y energía preferentes o subsidiados, a los clientes regulados, en la forma de bloques crecientes por consumo. En tal sentido, la Ley 21.667/2024 Esquema de Estabilización Tarifaria determina la cancelación de los saldos derivados de los programas PEC I y PEC II, a la vez que fija la normalización de las tarifas para que resulten “costo reflectivas”, ello implica el diseño de un esquema para eliminar el congelamiento tarifario.

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 10 - 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.

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	Chile SEN	SSMM-10	SSMM-11	SSMM-12
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 ⁴⁸	[USD/mes]	1.402	1.005	1.425	1.375

Fuente: Elaboración Propia con base en Banco Central de Chile e Información suministrada por CNE.

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 [en USD/MWh 2023]

Criterio	SEN	SSMM-10	SSMM-11	SSMM-12
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

Operando de la misma forma, pero con los parámetros correspondientes al segmento comercial regulado, se tienen los siguientes resultados:

⁴⁸ Fuente: <https://www.bcentral.cl/areas/estadisticas>

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

Criterio	SEN	SSMM-10	SSMM-11	SSMM-12
5% Profundidad CMe - Corto Plazo	604	756	766	531
5% Profundidad CMe - Largo Plazo	336	421	426	295

Nota: 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.

8.3.4. 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 distribuidora⁴⁹.

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 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, más la duración promedio de las interrupciones por 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

⁴⁹ Ver, por ej., Bental y 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 .
- ✓ 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 siguientes precios, basados en el Reporte de Precios de Combustible publicado por la CNE, Comisión Nacional de Energía. 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 respaldo⁵⁰

Capacidad [kW]	10	40	150
Cons. combustible [galón/hora]	0,63	2.32	10.04
Cons. combustible [litro/hora] ⁵¹	2,40	8.80	38.00

Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

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

Dato	SEN	SSMM-10	SSMM-11	SSMM-12
Comercial-10 kW	1.958	1.964	1.974	1.977
Comercial-40 kW	933	938	948	951
Industrial	770	776	787	790

8.4. 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.

Cabe señalar que para el modelo de cálculo CENS la información obtenida de la encuesta ha debido ser, en algunos casos, complementada con datos generales publicados por organismos oficiales y/o con procedimientos estadísticos posteriores a su levantamiento en orden a llenar faltantes o depurar inconsistencias.

⁵⁰ <https://www.supermaq.cl/buscar.php?buscar=Generador>.

⁵¹ Se utiliza el factor de conversión 3.78541 litro/galón

Se presenta debajo una tabla que resume 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	Sector Comercio y Otros
Número de Empresas	#	65	16	31	18
Ingresos	Mill. CLP	238.395	515.994	121.780	49.765
Costos Operativos	Mill. CLP	125.470	176.977	118.152	81.222
Retiros de Energía 2023	MWh	131.199	378.797	59.418	9.219
Potencia Media 2023	kW	14.977	43.242	6.783	1.052
Potencia Máxima Contratada	kW	20.648	59.579	11.416	1.943
Posesión de Equipos de Respaldo	%	77%	81%	74%	78%
Cantidad de Interrupciones 2023	#	6	4	7	5

8.4.1. 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 10, en el que se realizan preguntas acerca de 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%	94%
Autogeneración con Equipos Nuevos o Existentes 2 Meses	%	75%	89%	94%	95%
Autogeneración con Equipos Nuevos o Existentes 10 Meses	%	75%	91%	95%	95%
Sector Minero					
Autogeneración con Equipos Nuevos o Existentes 1 Mes	%	56%	94%	100%	100%
Autogeneración con Equipos Nuevos o Existentes 2 Meses	%	63%	100%	100%	100%

Disposición a Utilizar Equipos de Autogeneración de Respaldo		Profundidad del Racionamiento			
		5%	10%	20%	30%
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%

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 tabla debajo 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%
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%

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 proveniente del Estudio de determinación del VAD.

La tabla debajo 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 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

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

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%	3,7%
Sector Minero	%	2,0%	2,4%	2,8%	3,0%
Sector Industrial	%	0,8%	1,4%	2,0%	3,6%
Sector Comercio y Otros	%	1,9%	2,5%	3,1%	4,4%
Racionamiento durante 2 Meses					
Total de Empresas Entrevistadas	%	2,2%	2,6%	3,0%	4,5%
Sector Minero	%	2,7%	3,2%	3,7%	3,7%
Sector Industrial	%	2,8%	3,1%	3,5%	5,7%
Sector Comercio y Otros	%	1,3%	1,6%	1,9%	3,1%

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 10 Meses					
Total de Empresas Entrevistadas	%	4,2%	5,4%	6,7%	7,7%
Sector Minero	%	3,2%	3,7%	4,2%	4,2%
Sector Industrial	%	6,5%	8,8%	11,2%	12,2%
Sector Comercio y Otros	%	1,6%	2,3%	2,9%	4,3%

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

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
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

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

Como puede observarse 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.

Se recuerda que el sector industrial resulta es un sector de ingresos altos y consumo medio-alto; pero no tan elevado como el minero. Por este motivo su costo de falla tiende a ser superior por unidad de energía.

Respecto a la particularidad 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 tabla que sigue presenta su participación, la cual varía en función del sector, la duración y la profundidad⁵².

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

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

⁵² 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.

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:

- A. *El valor de cada ponderador debe decrecer linealmente a medida que se incrementa la duración o profundidad del racionamiento⁵³. 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.*
- 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%

La tabla que sigue presenta los resultados alcanzados.

Tabla 44 – CFLD Ponderado por Duración y Profundidad de Racionamiento

Costo de Falla de Larga Duración Ponderado	USD/MWh	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

Finalmente 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%

⁵³ 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).

De esta forma, se alcanza un CFLD Promedio Ponderado de 565,0 USD/MWh a 949,1 USD/MWh en función del escalón de 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	USD/MWh	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

8.4.2. Costo de Falla de Corta Duración por Método Directo

Para la estimación del CFCD por método directo, se aplican los resultados del módulo 8 de la encuesta, 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 caso, 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:

- 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.
- 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.

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
Total de Empresas Entrevistadas					
Tiempo de Paralización de las Actividades	Horas	0,7	1,4	4,5	7,0
Porcentaje de Pérdida de los Procesos Productivos	%	61%	58%	64%	64%
Porcentaje Recuperable	%	31%	27%	24%	24%
Costo Directo (Remuneraciones, Materiales, Equipos de Respaldo, Reparaciones)	Miles de CLP	93.657	165.877	230.772	339.907

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	6,8
Porcentaje de Pérdida de los Procesos Productivos	%	84%	81%	85%	82%
Porcentaje Recuperable	%	46%	46%	38%	38%
Costo Directo (Remuneraciones, Materiales, Equipos de Respaldo, Reparaciones)	Miles de CLP	196.237	379.916	575.227	1.037.269
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

C. *Costo de Falla de Corta Duración:* finalmente, se calcula el CFCD como la suma de ambos componentes. Los resultados se presentan en la tabla a continuación a nivel total encuesta como también a nivel sectorial, identificando los casos del sector industrial, del sector minero y del sector comercio y otros.

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
Total de Empresas Entrevistadas					
Ingresos Operativos por Hora	CLP	31.004.732	31.004.732	31.004.732	31.004.732
Pérdida asociada a la falla	CLP	9.163.937	19.033.391	68.085.327	105.470.740
Costo directo de la falla	CLP	93.657.155	165.877.497	230.772.096	339.906.941
Potencia Media	KW	14.977	14.977	14.977	14.977
Costo de Falla en CLP	CLP/kWh	20.596	12.346	4.989	4.248
Costo de Falla en USD	USD/MWh	24.546	14.714	5.945	5.063
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					

Estimación del costo de falla de corta duración para clientes libres considerando una interrupción intempestiva		Hasta 20 Minutos	Duración de la Interrupción		
			Hasta 1 Hora	Hasta 4 Horas	Más de 4 Horas
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
Costo de Falla en USD	USD/MWh	33.419	21.253	7.836	5.483
Sector Comercio y Otros					
Ingresos Operativos por Hora	CLP	6.296.142	6.296.142	6.296.142	6.296.142
Pérdida asociada a la falla	CLP	651.429	2.162.910	11.944.101	18.856.509
Costo directo de la falla	CLP	12.137.905	12.371.929	18.492.286	20.873.714
Potencia Media	KW	1.052	1.052	1.052	1.052
Costo de Falla en CLP	CLP/kWh	36.459	13.811	7.230	5.393
Costo de Falla en USD	USD/MWh	43.451	16.460	8.617	6.428

La tabla que sigue resume los resultados alcanzados a nivel total encuesta como también a nivel sectorial, identificando los casos del sector industrial y del sector minero. Para un mayor detalle respecto al cálculo ver 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
Total Empresas Entrevistadas	USD/MWh	24.546	14.714	5.945	5.063
Sector Minero	USD/MWh	19.123	11.924	5.038	4.945
Sector Industrial	USD/MWh	33.419	21.253	7.836	5.483
Sector Comercio y Otros	USD/MWh	43.451	16.460	8.617	6.428

Como puede observarse el CFCD varía entre los 5.063 y 24.546 USD/MWh para el segmento que agrupa al total de las empresas entrevistadas. Dichos valores se incrementan significativamente cuando se evalúa por separado al sector industrial o al sector comercial y otros.

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 2024⁵⁴.

⁵⁴ 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-ntisycl/>

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%

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
Total Empresas Entrevistadas	USD/MWh	11.865
Sector Minero	USD/MWh	9.755
Sector Industrial	USD/MWh	16.782
Sector Comercio y Otros	USD/MWh	13.755

Si además se pondera el costo de falla por los retiros de energía de cada sector se alcanza un CFCD Promedio Ponderado de 12.078 USD/MWh.

Tabla 52 – CFCD ponderado por Retiros

Costo de Falla de Corta Duración Ponderado	Unidad	Valor	Participación en Retiros de Energía
Sector Minero	USD/MWh	9.755	64%
Sector Industrial	USD/MWh	16.782	29%
Sector Comercio y Otros	USD/MWh	13.755	7%
Total Ponderado por Retiros de Energía	USD/MWh	12.078	100%

8.5. Resumen de Resultados

La tabla siguiente presenta el resumen del cálculo del CENS para los distintos métodos evaluados. Para el caso del CFCD se presentan valores promedio ponderado por duración de la falla, mientras que, para el caso del CFLD, al escalón del 5% de profundidad.

Tabla 53 – Resumen Resultados CENS Corta Duración (Promedio Ponderado por Duración de la Falla)

Método	Segmento	Sector	Plazo	Unidad	Chile SEN	SMM10	SMM11	SMM12
CMg 5% - CP	Regulado	Residencial	CD	USD/MWh	756	1.029	1.007	839
CMe - CP	Regulado	Residencial	CD	USD/MWh	2.732	3.650	3.595	3.024
Valor del Ocio	Regulado	Residencial	CD	USD/MWh	14.439	11.856	14.676	18.128
CMe - CP	Regulado	Comercial e Industrial	CD	USD/MWh	604	756	766	531
Valor Agregado Perdido	Total	Total Ponderado	CD	USD/MWh	4.229	4.182	4.131	4.169
Directo - Corta Duración	Clientes Libres	Total Ponderado	CD	USD/MWh	12.078	12.078	12.078	12.078

Método	Segmento	Sector	Plazo	Unidad	Chile SEN	SMM10	SMM11	SMM12
Directo - Corta Duración	Clientes Libres	Industrial	CD	USD/MWh	16.782	16.782	16.782	16.782
Directo - Corta Duración	Clientes Libres	Minero	CD	USD/MWh	9.755	9.755	9.755	9.755
Directo - Corta Duración	Clientes Libres	Comercial y Otros	CD	USD/MWh	13.755	13.755	13.755	13.755

Tabla 54 – Resumen Resultados CENS Larga Duración (Escalón del 5%)

Método	Segmento	Sector	Plazo	Unidad	Chile SEN	SMM10	SMM11	SMM12
CMg 5% - LP	Regulado	Residencial	LD	USD/MWh	233	312	307	258
CMe - LP	Regulado	Residencial	LD	USD/MWh	476	636	626	527
CMe - LP	Regulado	Comercial e Industrial	LD	USD/MWh	336	421	426	295
Costo de respaldo	Regulado	Total Ponderado	LD	USD/MWh	906	1.401	1.454	1.345
Costo de respaldo	Regulado	Comercial y Otros	LD	USD/MWh	933	938	948	951
Costo de respaldo	Regulado	Industrial	LD	USD/MWh	770	776	787	790
Directo - Larga Duración	Cientes Libres	Total Ponderado	LD	USD/MWh	565	565	565	565
Directo - Larga Duración	Cientes Libres	Industrial	LD	USD/MWh	544	544	544	544
Directo - Larga Duración	Cientes Libres	Minero	LD	USD/MWh	497	497	497	497
Directo - Larga Duración	Cientes Libres	Comercial y Otros	LD	USD/MWh	1.241	1.241	1.241	1.241

Como puede observarse, se caracteriza cada método en función del segmento que representa (Regulado o Clientes Libres), el sector (Residencial, Comercial, Industrial o Minero) y su duración (corta o larga duración). La única excepción reside en el método de corto plazo del Valor Agregado, que resulta aplicable al total ponderado de los segmentos y sectores productivos.

Luego, se identifica para cada uno de los sectores, cuál es el método individual que arroja el valor máximo del CENS. Dicho método es seleccionado para realizar el cálculo del CENS promedio ponderado por retiros de energía, bajo el entendimiento que representa la máxima pérdida percibida por el cliente ante una interrupción del suministro. En caso que dicha ponderación arroje un resultado sectorial inferior a la del método del Valor Agregado (para el corto plazo), se considera este último en su lugar.

La determinación de este criterio de selección del máximo valor de CENS por los distintos métodos para cada categoría de usuario tiene su justificación en que se trata de un criterio conservador desde el punto de vista regulatorio, ya que valoriza las interrupciones del servicio eléctrico al máximo costo de oportunidad para los usuarios, es decir al máximo perjuicio.

Tabla 55 – Métodos Seleccionados para CFCD

Sector	Plazo	Unidad	Chile SEN	SMM10	SMM11	SMM12
Residencial	CD	USD/MWh	V. Ocio	V. Ocio	V. Ocio	V. Ocio
Comercial y Otros	CD	USD/MWh	V. Agregado	V. Agregado	V. Agregado	V. Agregado
Industrial	CD	USD/MWh	PP CMe y Directo			
Minero	CD	USD/MWh	Directo			

Tabla 56 –Métodos Seleccionados para CFLD

Sector	Plazo	Unidad	Chile SEN	SMM10	SMM11	SMM12
Residencial	LD	USD/MWh	CMe - LP	CMe - LP	CMe - LP	CMe - LP
Comercial y Otros	LD	USD/MWh	PP C. Respaldo y Directo			

Sector	Plazo	Unidad	Chile SEN	SMM10	SMM11	SMM12
Industrial	LD	USD/MWh	PP C. Respaldo y Directo			
Minero	LD	USD/MWh	Directo			

Tal como fue mencionado, se calcula finalmente el costo de falla promedio de todos los métodos ponderado por los retiros de energía correspondientes a cada sector.

Tabla 57 – Retiros de Energía por Segmento

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	0	0	0
Clientes Libres	Industrial	MWh	13.624.346	0	0	0
Clientes Libres	Minero	MWh	30.076.831	0	0	0
Clientes Libres	Comercial y Otros	MWh	3.438.823	0	0	0
Total		MWh	77.283.000	13.236	202.069	414.083

La tabla que sigue presenta los resultados ponderados del CENS por retiros de energía:

Tabla 58 – Resumen Resultados CENS Ponderados

Segmento	Duración	Detalle	Unidad	Chile SEN	SMM10	SMM11	SMM12
Residencial	Corta Duración	PP por Duración	USD/MWh	14.439	11.856	14.676	18.128
Comercial	Corta Duración	PP por Duración	USD/MWh	4.229	4.182	4.131	4.169
Industrial	Corta Duración	PP por Duración	USD/MWh	13.536	4.182	4.131	4.169
Minero	Corta Duración	PP por Duración	USD/MWh	9.755	9.755	9.755	9.755
Residencial	Larga Duración	Escalón 5%	USD/MWh	476	636	626	527
Comercial	Larga Duración	Escalón 5%	USD/MWh	1.018	938	948	951
Industrial	Larga Duración	Escalón 5%	USD/MWh	590	776	787	790
Minero	Larga Duración	Escalón 5%	USD/MWh	497	497	497	497
Total Sectores	Corta Duración	PP por Duración	USD/MWh	10.758	8.438	9.679	9.899
Total Sectores	Larga Duración	Escalón 5%	USD/MWh	597	768	761	743

Una vez alcanzados los resultados ponderados por retiros de energía, se procedió a segmentar los mismos en función de las siguientes variables:

1) CENS de Corta Duración

- Duración de la Interrupción

2) CENS de Larga Duración

- Profundidad del Racionamiento
- Duración del Racionamiento
- Profundidad y Duración del Racionamiento

La segmentación fue realizada considerando la información recopilada a partir del método directo sobre los usuarios libres.

En lo que respecta al CENS de Corta Duración, se segmenta en el costo de interrupciones de hasta 1 hora, de hasta 4 horas y de más de 4 horas.

Tabla 59 – CENS de Corta Duración Segmentado por Duración de la Interrupción

Segmento	Duración	Duración de la Interrupción	Unidad	Chile SEN	SMM10	SMM11	SMM12
Total Sectores	Corta Duración	Hasta 1 Hora	USD/MWh	13.340	10.464	12.003	12.275
Total Sectores	Corta Duración	Hasta 4 Horas	USD/MWh	5.390	4.228	4.850	4.960
Total Sectores	Corta Duración	Más de 4 Horas	USD/MWh	4.590	3.600	4.130	4.224

Por otro lado, en lo que respecta al CENS de Larga Duración, se segmenta en función de la profundidad de racionamiento, de su duración en meses y de la combinación entre profundidad y duración.

Tabla 60 – CENS de Larga Duración Segmentado por Profundidad del Racionamiento

Segmento	Duración	Escalón de Racionamiento	Unidad	Chile SEN	SMM10	SMM11	SMM12
Total Sectores	Larga Duración	5%	USD/MWh	597	768	761	743
Total Sectores	Larga Duración	10%	USD/MWh	710	913	904	883
Total Sectores	Larga Duración	20%	USD/MWh	805	1.036	1.026	1.002
Total Sectores	Larga Duración	30%	USD/MWh	1.003	1.290	1.278	1.248

Tabla 61 – CENS de Larga Duración Segmentado por Duración del Racionamiento

Segmento	Duración	Duración del Racionamiento	Unidad	Chile SEN	SMM10	SMM11	SMM12
Total Sectores	Larga Duración	1 Mes	USD/MWh	653	840	832	813
Total Sectores	Larga Duración	2 Meses	USD/MWh	552	710	703	686
Total Sectores	Larga Duración	10 Meses	USD/MWh	266	342	338	330

Tabla 62 – CENS de Larga Duración Segmentado por Duración y Profundidad del Racionamiento

Segmento	Duración	Escalón de Racionamiento	Unidad	Chile SEN	SMM10	SMM11	SMM12
Racionamiento Durante 1 Mes							
Total Sectores	Larga Duración	5%	USD/MWh	653	840	832	813
Total Sectores	Larga Duración	10%	USD/MWh	801	1.030	1.020	996
Total Sectores	Larga Duración	20%	USD/MWh	933	1.200	1.189	1.161
Total Sectores	Larga Duración	30%	USD/MWh	1.178	1.515	1.501	1.466
Racionamiento Durante 2 Meses							
Total Sectores	Larga Duración	5%	USD/MWh	552	710	703	686

Segmento	Duración	Escalón de Racionamiento	Unidad	Chile SEN	SMM10	SMM11	SMM12
Total Sectores	Larga Duración	10%	USD/MWh	606	780	772	754
Total Sectores	Larga Duración	20%	USD/MWh	642	826	818	799
Total Sectores	Larga Duración	30%	USD/MWh	782	1.006	996	973
Racionamiento Durante 10 Meses							
Total Sectores	Larga Duración	5%	USD/MWh	266	342	338	330
Total Sectores	Larga Duración	10%	USD/MWh	317	407	404	394
Total Sectores	Larga Duración	20%	USD/MWh	343	441	437	427
Total Sectores	Larga Duración	30%	USD/MWh	359	461	457	446

8.6. Comparación Internacional CFCD y VoLL Internacional

Como se indicó en la sección 3.4 de Antecedentes Internacionales, una comparación de los costos de falla considerados en los mercados eléctricos internacionales se topa con la dificultad de que los mismos han sido determinados con metodologías disímiles, cuestión que una vez resuelta, teóricamente, conduce a un examen de la composición del segmento consumidor y de las disponibilidades de insumos energéticos en cada país para explicar las diferencias, lo que constituye un estudio en sí mismo. Aun así, es inevitable contrastar los valores obtenidos en el presente estudio con los valores mostrados en la sección 3.4, particularmente para el valor internacional de VoLL versus el CFCD, en tanto buscan representar el mismo fenómeno.

A continuación, se presentan los valores de VoLL presentados en la Tabla 4, en US\$ de 2023 y el valor de CFCD -Total Sectores para el SEN, 11172 US\$/MWh (Tabla 58)⁵⁵.

Tabla 63 VoLL y CFCD en US\$/MWh

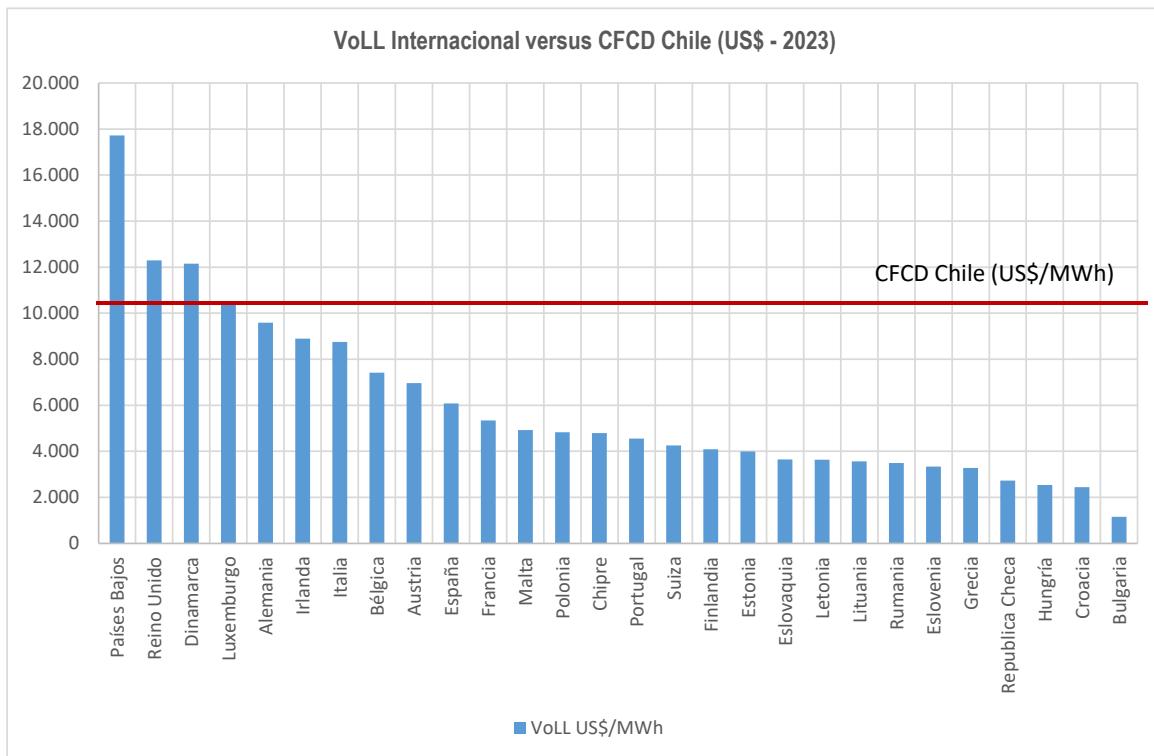
País	VoLL US\$/MWh	CFCD Chile US\$/MWh
Países Bajos	17.719	11.172
Reino Unido	12.290	11.172
Dinamarca	12.151	11.172
Luxemburgo	10.453	11.172
Alemania	9.590	11.172
Irlanda	8.894	11.172
Italia	8.755	11.172
Bélgica	7.419	11.172
Austria	6.959	11.172
España	6.083	11.172
Francia	5.345	11.172
Malta	4.927	11.172
Polonia	4.830	11.172
Chipre	4.788	11.172
Portugal	4.552	11.172
Suiza	4.259	11.172

⁵⁵ Los valores han sido expresados en la misma moneda conforme la cotización en dólares del Euro a 2018 conforme las estadísticas del Banco Central Europeo, y la variación de CPI de los EEUU.

País	VoLL US\$/MWh	CFCD Chile US\$/MWh
Finlandia	4.092	11.172
Estonia	3.995	11.172
Eslovaquia	3.647	11.172
Letonia	3.633	11.172
Lituania	3.563	11.172
Rumania	3.494	11.172
Eslovenia	3.341	11.172
Grecia	3.271	11.172
República Checa	2.728	11.172
Hungría	2.533	11.172
Croacia	2.436	11.172
Bulgaria	1.155	11.172

Los mismos antecedentes se presentan en el siguiente gráfico:

Gráfico 1 VoLL y CFCD en US\$/MWh



9. ANÁLISIS DE COMPETITIVIDAD DEL CENS

La actividad N°8 de los Términos de Referencia requiere evaluar la dependencia del Costo de Falla con la disponibilidad y valor de energéticos sustitutos, esto es, petróleo, diésel, gas natural, entre otros.

De acuerdo con las respuestas obtenidas en la encuesta a clientes libres, aproximadamente el 77% de los usuarios reportaron la utilización de equipos de respaldo para enfrentar interrupciones o racionamientos. Asimismo, cuando se consultó sobre el combustible utilizado para alimentar dichos equipos de respaldo, la totalidad de los usuarios reportó derivados del petróleo, especificando en más del 90% de los casos el combustible diésel.

En tal sentido, se presenta a continuación, un ejercicio de análisis de sensibilidad respecto al impacto de variaciones potenciales del ± 5 y $\pm 10\%$ en el precio del diésel sobre CENS de larga duración previamente calculado en el capítulo 8. El análisis además contempla el efecto de considerar equipos con diferentes grados de eficiencia ($\pm 10\%$)

Como resultado del análisis se obtienen las elasticidades⁵⁶-precio del diésel del CENS. Como toda elasticidad, la misma refleja la variación esperada en la variable objetivo (CENS) ante un incremento marginal de la variable sensibilizada (precio del diésel).

Tabla 64 – Análisis de Sensibilidad del CENS – Precio del Diésel

CENS		Unidad	Análisis de Sensibilidad (Base = dic-23)				
	Precio Diésel Oil		-10%	-5%	Base	+5%	+10%
Escenario Base	Residencial	CENS LD, Nacional	USD/MWh	475,9	475,9	475,9	475,9
		Variación del CENS	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Elasticidad	-	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Comercial	CENS LD, Nacional	USD/MWh	994,3	1.006,0	1.017,6	1.029,3
		Variación del CENS	%	-2,29%	-1,14%	1,14%	2,29%
		Elasticidad	-	0,2290	0,2290	0,2290	0,2290
	Industrial	CENS LD, Nacional	USD/MWh	571,3	580,5	589,7	598,9
		Variación del CENS	%	-3,12%	-1,56%	1,56%	3,12%
		Elasticidad	-	0,3120	0,3120	0,3120	0,3120
Escenario +10% Eficiencia	Residencial	CENS LD, Nacional	USD/MWh	486,7	491,8	497,0	502,2
		Variación del CENS	%	-2,08%	-1,04%	1,04%	2,08%
		Elasticidad	-	0,2077	0,2077	0,2077	0,2077
	Comercial	CENS LD, Nacional	USD/MWh	973,3	983,8	994,3	1.004,8
		Variación del CENS	%	-2,11%	-1,05%	1,05%	2,11%
		Elasticidad	-	0,2077	0,2077	0,2077	0,2077

⁵⁶ Para un mayor detalle respecto al concepto de elasticidad ver sección 5.2 del presente documento.

CENS		Unidad	Análisis de Sensibilidad (Base = dic-23)					
			-10%	-5%	Base	+5%	+10%	
Escenario -10% Eficiencia	Industrial	Elasticidad	-	0,2109	0,2109		0,2109	0,2109
		CENS LD, Nacional	USD/MWh	554,8	563,0	571,3	579,6	587,9
		Variación del CENS	%	-2,90%	-1,45%		1,45%	2,90%
	Minero	Elasticidad	-	0,2898	0,2898		0,2898	0,2898
		CENS LD, Nacional	USD/MWh	477,4	482,0	486,7	491,3	496,0
		Variación del CENS	%	-1,91%	-0,95%		0,95%	1,91%
	Residencial	Elasticidad	-	0,1909	0,1909		0,1909	0,1909
		CENS LD, Nacional	USD/MWh	475,9	475,9	475,9	475,9	475,9
		Variación del CENS	%	0,00%	0,00%		0,00%	0,00%
	Comercial	Elasticidad	-	0,0000	0,0000		0,0000	0,0000
		CENS LD, Nacional	USD/MWh	1.015,3	1.028,1	1.040,9	1.053,7	1.066,5
		Variación del CENS	%	-2,46%	-1,23%		1,23%	2,46%
	Industrial	Elasticidad	-	0,2462	0,2462		0,2462	0,2462
		CENS LD, Nacional	USD/MWh	587,9	598,0	608,1	618,2	628,3
		Variación del CENS	%	-3,33%	-1,66%		1,66%	3,33%
	Minero	Elasticidad	-	0,3328	0,3328		0,3328	0,3328
		CENS LD, Nacional	USD/MWh	496,0	501,6	507,3	513,0	518,7
		Variación del CENS	%	-2,24%	-1,12%		1,12%	2,24%
		Elasticidad	-	0,2238	0,2238		0,2238	0,2238

Como puede observarse, para el caso base y el rango de escenarios evaluado, el CENS contempla una elasticidad de **0,2290** para el **sector comercial**, **0,3120** para el **sector industrial** y **0,2077** para el **sector minero** frente a variaciones en el precio del combustible sustituto por preferencia (diésel).

10. ANÁLISIS DE REPRESENTATIVIDAD DE CENS

La actividad N°9 de los Términos de Referencia requieren discutir si los valores determinados permiten representar adecuadamente el perjuicio de los clientes finales al no disponer de suministro, y analizar de manera cualitativa su potencial impacto en los diversos procesos en que deban ser utilizados.

Conforme lo desarrollado en la sección 3.2, la propia conceptualización del costo de falla desde el punto de vista económico está asociada con el Costo de Oportunidad que es el valor de la mejor alternativa que se sacrifica para el desarrollo de una determinada actividad de producción o elección de consumo.

Aplicando esta definición económica de costo de oportunidad a las interrupciones del suministro de electricidad, el costo de falla puede conceptualizarse como la cuantificación del 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 de cálculo del CENS busca diferentes maneras de valorizar los efectos que las interrupciones del suministro potencialmente generan en los agentes económicos.

Tabla 65 – Valorización de las fallas por diferentes métodos

Metodología		Sector de Aplicación	Fundamentos teóricos
Indirecto	Teoría de Intercambio entre trabajo-ocio	CFCD Residencial	<p>Objetivo: cuantificar la pérdida de bienestar de los hogares ante interrupciones del servicio.</p> <p>Efecto de la restricción: imposibilidad de disfrutar tiempo de ocio.</p> <p>Valorización: a través del salario horario.</p> <p>Enfoque: teoría del intercambio trabajo – ocio</p>
	Curva de demanda	CFLD (todos los sectores)	<p>Objetivo: cuantificar la pérdida de excedentes del consumidor ante interrupciones del servicio.</p> <p>Efecto de la restricción: restricción del consumo de energía deseado por los usuarios.</p> <p>Valorización: a través de las variaciones equivalentes y variaciones compensatorias que representan la disponibilidad marginal a pagar (DMP) para evitar la interrupción o la disponibilidad marginal a aceptar (DMA) una compensación ante una eventual interrupción.</p> <p>Enfoque: valorización de excedentes</p>
	Valor agregado por kWh	CFCD Industrial Comercial	<p>Objetivo: cuantificar la pérdida de ingresos de las empresas ante reducciones en la producción derivadas de interrupciones del servicio.</p> <p>Efecto de la restricción: indisponibilidad de un insumo productivo que implica reducciones en la producción, pérdidas de ingresos y costos adicionales por horas extras.</p> <p>Valorización: se asume que una falta de suministro eléctrico produce una caída del PIB sectorial y se define el costo marginal de la restricción como la variación porcentual del PIB ante una variación porcentual del consumo de energía eléctrica (concepto de elasticidad)</p> <p>Enfoque: elasticidad insumo producto.</p>
	Costos de respaldo	CFCD-CFLD Industrial Comercial	<p>Objetivo: cuantificación de las acciones tomadas por los usuarios para mitigar las pérdidas inducidas por la ENS.</p> <p>Efecto de la restricción: inversión inicial y costos de operación y combustibles de los equipos de respaldo para evitar los efectos de las restricciones del servicio.</p> <p>Valorización: suma de costos anuales de inversión y operación y mantenimiento de los equipos de respaldo.</p> <p>Enfoque: preferencia revelada.</p>
Directo	Relevamientos	CFCD –CFLD Usuarios Libres	<p>Objetivo: cuantificación del perjuicio de las interrupciones del servicio sobre los usuarios industriales y comerciales.</p> <p>Efecto de la restricción: pérdida de ingresos, y costos incrementales de producción y reinicio de actividades.</p> <p>Valorización: cuantificación del ingreso perdido por la interrupción más las inversiones y costos necesarios para evitar las restricciones.</p> <p>Enfoque: Disponibilidad a pagar y a aceptar.</p>

La tabla anterior resume los principales enfoques adoptados en el presente estudio, donde se describe la estrategia de estimación a los fines de identificar la forma en la que estas metodologías representan el perjuicio que las interrupciones del suministro generan en los usuarios.

11. VINCULACIÓN DEL CENS Y EL DESPACHO DE UNIDADES GENERADORAS

11.1. Costo de Falla de Larga Duración y Unidades Térmicas

Como se indicó en la sección 3, una de las aplicaciones del costo de falla es en la planificación del desarrollo de la infraestructura de eléctrica, y particularmente en la planificación de la operación del parque generador. En efecto, en el caso de la planificación de la operación de las unidades generadoras, el costo de falla de larga duración (CFLD) se establece como el costo de oportunidad que enfrenta la decisión de despachar o no las unidades, vistos sus respectivos costos variables de operación. Su utilización es esencial en sistemas eléctricos que operan con una proporción relevante de generación hidroeléctrica con posibilidades de almacenar volúmenes relevantes del recurso hídrico, con embalses que pueden incluso efectuar una regulación interanual, como es el caso del SEN. Así, un CFLD comparativamente elevado, presiona a una administración conservadora de los recursos hídricos, en cambio un valor comparativamente bajo daría lugar a un despacho menos conservador en el entendido que siempre se está evaluando la posibilidad de fallar como opción económica (De hecho, la instrucción dada a la planificación del despacho es la minimización del valor del costo total de operación y falla, y no la minimización de la energía fallada).

Se espera, asimismo, que el CFLD, en tanto costo incurrido por el usuario promedio al no disponer de energía, sea sistemáticamente superior al de las unidades térmicas más caras instaladas en el sistema, considerando que el tamaño de las unidades generadoras operadas por propietarios con giro de generación, serán de tamaño sistemáticamente superior a la capacidad que alternativamente podría instalar el usuario promedio para autoabastecerse, por lo que, por una cuestión de economías de escala, darían lugar a un costo variable de operación sistemáticamente inferior. Sin embargo, podría ocurrir que una unidad térmica tuviera, por algún motivo, un costo variable superior al costo de falla que se encuentre vigente, lo que teóricamente, y en casos de estrechez de oferta, conduciría a preferir algún grado de racionamiento a tener que despachar la unidad señalada.

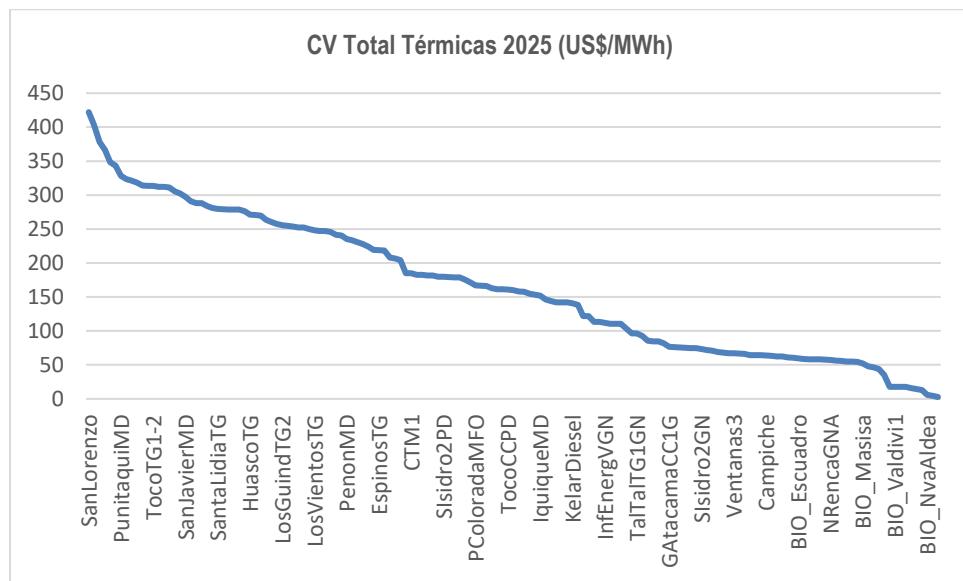
La siguiente tabla muestra los costos variables de las unidades relevantes del sistema, las cuales se ubican ordenadas de mayor a menor costo variable de generación, y en US\$/MWh de enero de 2025.

Tabla 66 - Costos Variables Unidades Generadoras del SEN en US\$ de enero de 2025

Unidad	CV Total								
	US\$/MWh								
	k\$ ene-25								
SanLorenzo	422,0	ChuyacaMD	269,8	Candela1TGGN	181,4	InfEnergVGN	111,7	CochraneVC1	62,7
TermoPacifMD	402,6	QuinteroTGPD	263,7	CTM2	180,0	LVientosGNA	110,5	CochraneVC1	62,7
PajonalesMD	377,9	Cenizas	260,2	SIsidro2PD	179,6	LVientosGNA	110,5	BIO_MAPA	60,8
CemBioBio	366,4	LosGuindTG1	257,6	LosPinosTG	179,2	Nehuenco1GN	110,5	Guacolda4	60,5
LlaBlancosMD	348,2	LosGuindTG2	255,8	GAtacamaCC1P	178,7	Nehuenco1FA	103,6	BIO_Escuadro	59,8
ElSalvadorMD	343,4	PMGNorMD	254,8	GAtacamaCC1P	178,7	TalTaITG1GN	96,2	Guacolda5	58,7
PunitaquiMD	328,2	EsperanzaTG	253,6	CandelaTG2GN	175,7	TalTaITG1GN	96,2	AngamosVC1	58,3
AntilhueTG	323,3	Candela1TGPD	252,2	DonaLuzma	171,5	SIsidro1GN	92,7	AngamosVC1	58,3
DeganMD	321,2	Candela1TGPD	252,2	PColoradaMFO	166,9	SIsidro1FA	85,6	Guacolda3	58,1
AndesGenMD	318,3	ConConMD	249,8	CTM3PD	166,7	Nehuenco31	84,8	SIsidro2GNA	57,9
Yungay4	313,8	LosVientosTG	248,1	SIsidro1PD	166,2	EnapTG	84,7	NRencaGNA	57,3
TocoTG1-2	313,6	PMGSurMD	247,0	QuinteroTGGN	162,9	Nehuenco32	81,9	Nehuenco1GNA	56,3
TocoTG1-2	313,6	TrapenMD	247,0	Tamaya1	161,6	GAtacamaCC1G	76,8	Nehuenco2GNA	55,8
TalTaITG1PD	312,3	PMGCenMD	245,9	ZofriMD1-2	161,4	CTM3GN	75,9	BIO_Cholhua1	55,0
TalTaITG1PD	312,3	BIO_ConstiEV	241,4	TocoCCPD	161,1	HornitosVC	75,9	BIO_Licante2	54,8
ChiloeMD	311,3	CalleCalleMD	240,5	Ujina	160,2	KelarCC	75,1	InfEnerge1	54,3
MaitenciMD	305,6	PenonMD	235,2	NRencaFAB	158,1	Nehuenco2GN	74,7	BIO_Masisa	52,0
HorconesTGPD	302,1	Orafti	233,7	Nehuenco31b	157,6	AndinaVC	74,7	BIO_Lautaro	47,9
SanJavierMD	297,5	TenoMD	230,5	BIO_CMPCCor1	154,8	SIsidro2GN	73,2	BIO_Arauco1	46,4
BIO_Cholhua2	290,8	ManBlancos1	228,0	Nehuenco32b	153,3	TocoCCGN	71,7	BIO_SantaFe	44,3
EmeldaMD1	288,1	OlivosMD	224,1	IquiqueMD	152,0	NRencaGN	71,2	BIO_Celco1	35,2
EmeldaMD1	288,1	CoronelTGPD	219,6	CoronelTGGN	146,2	SantaMaria1	68,9	BIO_LajaEV	17,8

Unidad	CV Total	Unidad	CV Total	Unidad	CV Total	Unidad	CV Total	Unidad	CV Total
	US\$/MWh		US\$/MWh		US\$/MWh		US\$/MWh		US\$/MWh
	k\$ ene-25		k\$ ene-25		k\$ ene-25		k\$ ene-25		k\$ ene-25
Coligues	283,9	EspinostG	218,7	IquiqueTG	143,8	BIO_EnergPac	68,1	BIO_Valdivi1	17,6
CardonesTGPD	281,1	IquiqueMFO	218,3	ZofriMD3	142,1	GAtacamaCC2G	67,2	BIO_Valdivi1	17,6
SantaLidiaTG	279,8	ColmitoTG	208,2	ZofriMD3	142,1	Ventanas3	67,0	BIO_Valdivi1	17,6
NAldea2TG	279,0	CombarbalMD	206,6	BIO_CMPCPaci	142,1	BIO_LajaCMPC	66,8	BIO_StaMarta	15,8
Yungay1	278,7	BIO_Celco2	204,2	KelarDiesel	140,8	BIO_CMPCLaj3	66,1	Bio_Vinales	14,5
Yungay1	278,7	NRencaPD	185,2	TenoGas	138,5	BIO_CMPCLaj2	64,6	BIO_Colorad2	13,0
Yungay1	278,7	CTM1	184,9	Quellon2MD	122,0	Guacolda1	64,4	BIO_NvaAldea	5,8
LasVegasTG	276,4	Nehuenco1PD	182,8	Quellon2MD	122,0	Guacolda2	64,2	BIO_Petropow	4,7
HuascoTG	270,9	Nehuenco1PD	182,8	Candela1GNA	113,3	Campiche	63,7	BIO_Licante1	2,7
AricaMD	270,8	NewenTG	181,5	Candela1GNA	113,3	NRencaFA	63,3	-	-

Gráfico 1 - Costos Variables Unidades Generadoras del SEN en US\$ de enero de 2025



Se observa que la unidad de mayor costo variable alcanza un valor de 422 US\$/MWh, valor que se ubica por debajo del CFLD para el primer rango de profundidad (5%), conforme a los valores obtenidos en la sección 8 anterior.

11.2. Costo de Falla Obtenido y Esperanza de Energía No Suministrada en el SEN

Para observar el desempeño del costo de falla de larga duración obtenido en el presente estudio se ha efectuado un análisis de su impacto en la operación del sistema comparando el despacho resultante con el valor vigente actualmente (Escenario 1)⁵⁷, con el obtenido en el presente estudio (Escenario 2), todo para el horizonte de planificación 2025-2035. Para ello se ha utilizado el modelo hidrotérmico multinodal y multiembalse SDDP. Todos los valores están en expresados en US\$ a enero de 2025.

Las variables utilizadas son:

- Costo Total Actualizado Operación SEN (Miles de US\$, tasa: 10%);
- Costo de Déficit Total Actualizado SEN (Miles de US\$, tasa: 10%);
- Costo Marginal en S/E Polpaico (US\$/MWh);

⁵⁷ Escenario con CFLD según Resolución CNE N°97 del 28-feb-2025.

Tabla 67 - Costo de Operación y Falla del Sistema (Miles de US\$)

Escenario 1			Escenario 2		
Año	Costo operativo SEN k\$ ene-25	Costo de Déficit SEN k\$ ene-25	Año	Costo operativo SEN k\$ ene-25	Costo de Deficit SEN k\$ ene-25
2025	377.341	0	2025	377.706	0
2026	408.580	0	2026	411.639	0
2027	245.421	0	2027	245.429	0
2028	234.814	0	2028	234.866	0
2029	250.761	0	2029	251.130	0
2030	286.334	0	2030	285.500	0
2031	326.175	0	2031	326.164	0
2032	394.493	0	2032	392.558	0
2033	475.264	0	2033	477.682	0
2034	548.499	0	2034	543.795	0
2035	582.286	0	2035	572.582	0
Costo Actualizado (10%)	2.311.336	0	Costo Actualizado (10%)	2.308.899	0

Tabla 68 - Costo Marginal S/E Polpaico (US\$/MWh)

Escenario 1			Escenario 2		
Año	CMg Polpaico US\$/MWh k\$ ene-25		Año	CMg Polpaico US\$/MWh k\$ ene-25	
2025	36,5		2025	36,6	
2026	31,4		2026	31,6	
2027	25,5		2027	25,7	
2028	25,5		2028	25,7	
2029	29,5		2029	29,7	
2030	32,4		2030	32,4	
2031	35,3		2031	35,3	
2032	38,4		2032	38,3	
2033	42,6		2033	42,5	
2034	44,2		2034	43,9	
2035	45,6		2035	45,1	

De las tablas anteriores se desprende que el aumento determinado para el valor del CFLD en el presente estudio, no presenta un impacto relevante en las variables analizadas. En particular, los valores esperados de

energía fallada se mantienen en niveles despreciables, lo cual se debe al nivel de sobre instalación que se verifica en el sistema.

12. DEFINICIÓN DEL ESQUEMA DE ACTUALIZACIÓN DEL CENS

Conforme lo establecido en los términos de referencia, la actividad N°11 consiste en “Determinar el conjunto de fórmulas de indexación que permitan actualizar los Costos de Falla de corta y larga duración, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 29 del Decreto N°86, e incorporar su uso en la herramienta creada según el literal VII)”.

Al respecto, el Decreto N°86 aprueba el reglamento para la fijación de precios nudo, y en el citado artículo 29º se determina 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”.

12.1. Metodología de Indexación Propuesta

Como se ha podido observar a partir del análisis de estudios anteriores, una práctica habitual era determinar el índice de ajuste del costo de falla con base en fórmulas paramétricas, cuyos componentes se relacionan 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.

El enfoque metodológico del presente estudio 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. En este sentido, el criterio para ajustar cada tipo de consumidor o actividad específica es el que se describe a continuación:

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, es la valorización se realiza a través del ingreso horario, por ende, la indexación del costo de falla bajo esta metodología se debe realizar en función de la evolución de los salarios. 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.

Categoría comercial y otros: el método de aproximación del costo de falla es por el valor agregado perdido, 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.

Categorías Industrial y Minería: para estos sectores los métodos de estimación del costo de falla son, a) valor agregado perdido, b) costo de respaldo y c) método directo, por ende, la forma de indexar el costo de falla de estos sectores es mediante una combinación del índice de precios específico de la actividad y mediante el costo de combustible como insumo del enfoque de costo de respaldo.

Precio del Combustible: dado que para los sectores industriales y minería el método de estimación del costo de falla por el costo de respaldo tiene una ponderación significativa, y que el componente costo de combustibles es uno de los elementos que puede presentar mayor variabilidad mensual, se considera oportuno incluirlo en la fórmula de indexación.

Tipo de cambio: cabe destacar que el índice del precio del diésel considerado es el índice de paridad de importación, por lo tanto se encuentra expresado en dólares y, debido a que el costo de falla a ser ajustado se encuentra expresado en moneda doméstica, es necesario ajustar dicho índice por la evolución del tipo de cambio observado a los fines de que sea comparable.

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

$$IA_{SE-i} = \alpha_{Res} \times \frac{\text{Ind Sal}_t}{\text{Ind Sal}_0} + \alpha_{Com\&Ots} \times \frac{IPC_t}{IPC_0} + \alpha_{Ind} \times \frac{IPP Ind Gral_t}{IPP Ind Gral_0} + \alpha_{Min} \times \frac{IPP Min_t}{IPP Min_0} \\ + \alpha_{Diesel} \times \frac{Prec Diesel_t}{Prec Diesel_0} \times \frac{TCO_t}{TCO_0}$$

donde:

IA_{SE-i} es el índice de ajuste aplicable al costo de falla del Sistema eléctrico i (donde i = SEN o SSMM);

α_{Res} es la participación del segmento residencial;

$\frac{\text{Ind Sal}_t}{\text{Ind Sal}_0}$ es la evolución del Índice de Salarios Nominales con base 2023 o la que corresponda, publicado por el INE;

$\alpha_{Com\&Ot}$ es la participación de las empresas del sector comercial, servicios y otros en el total;

$\frac{IPC_t}{IPC_0}$ es la evolución del índice de precios al consumidor nivel general con base a 2023 o la que corresponda, publicado por el INE;

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

$\frac{IPP Ind Gral_t}{IPP Ind Gral_0}$ es la evolución del índice de precios al productor industrial nivel general con base 2019 o la que corresponda, publicado por el INE;

α_{Min} es la participación de minería en el total de energía retirada;

$\frac{IPP Min_t}{IPP Min_0}$ es la evolución del Índice de Precios al Productor rubro Minería, con base 2019 o la que corresponda, publicado por el INE entre el período cero y el período t;

$\frac{Prec Diesel_t}{Prec Diesel_0}$ es la evolución entre el precio del combustible Diésel entre el período cero y el período t. La serie considerada es la publicación por la CNE Índice de precios de combustibles, particularmente la serie referida al precio de paridad del petróleo diésel;

Un punto a destacar es el referido al rezago entre el mes de referencia y la fecha de publicación del índice del mes específico, para tomar en consideración este rezago se propone que para definir el índice para el período t sea considerado el índice de dos meses anteriores t-2.

Los ponderadores o coeficientes α se determina como porcentaje de energía retirada por el sector o actividad en el total de energía retirada, valorizada al costo de falla respectivo⁵⁸, y la fuente para dicha variable es el Balance Nacional de Energía.

Para el caso del combustible Diesel la ponderación fue obtenida a partir de un análisis de sensibilidad del costo de falla que permitió determinar el coeficiente de elasticidad del CF ante dicha variable.

Se presentan a continuación 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 estudio.

Tabla 69 - Ponderaciones

Sector	Índice de Ajuste	SEN CD	SEN LD	SMM-10 CD	SMM-10 LD	SMM-11 CD	SMM-11 LD	SMM-12 CD	SMM-12 LD
Residencial	Índice Salario Nominal	29,0%	18,2%	77,9%	45,9%	79,8%	43,3%	75,2%	29,1%
Comercial + Otros	IPC	9,8%	21,3%	21,3%	40,6%	15,5%	34,8%	16,0%	37,4%
Industrial	IPP Industria General	27,7%	15,0%	0,7%	1,0%	4,7%	7,9%	8,8%	15,4%
Minería	IPP Minería	33,5%	25,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Combustible	Precio Diesel	0,0%	19,9%	0,0%	12,5%	0,0%	13,9%	0,0%	18,1%
Total		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

De la tabla anterior se aprecia que las fórmulas de ajustes fueron diferenciadas por tipo de costo de falla (CFCD vs CFLD) y por SSMM.

Como se puede ver, la evolución del coeficiente de indexación está determinado 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.

12.2. Desarrollo de Planilla Excel 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

⁵⁸ 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.

3. Industrial General
4. Minería
5. Precio 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 del combustible se encuentra expresado en dólares y el esquema de actualización está compuesto por índices domésticos, se incorporó un factor de ajuste 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 tabla.

Figura 11 – Coeficiente de Ajuste del CENS

CFCD																					
Sector	Residencial		Comercial + Otros		Industrial		Minería		Precio Combustible		SEN CD	SMM-10 CD	SMM-11 CD	SMM-12 CD							
Índice	Índ. Salario Nominal	IPC Nivel General	IPP Industria Gral	IPP Minería	Indice	Coef Ajuste	Indice	Coef Ajuste	Indice	Coef Ajuste	Indice Ponderado	Indice Ponderado	Indice Ponderado	Indice Ponderado							
Período	Índice		Coef Ajuste		Índice		Coef Ajuste		Índice		Coef Ajuste	Coef Ajuste	Coef Ajuste	Coef Ajuste							
Fecha Inicio	dic-21		86,25		86,20		153,86		182,32		524,38										
Fecha Final	dic-24		111,01		1,29		105,62		1,23		177,00		1,15	198,00	1,09	612,01	1,17	1,178	1,273	1,271	1,265

CFCD																					
Sector	Residencial		Comercial + Otros		Industrial		Minería		Precio Combustible		SEN CD	SMM-10 CD	SMM-11 CD	SMM-12 CD							
Índice	Índ. Salario Nominal	IPC Nivel General	IPP Industria Gral	IPP Minería	Indice	Coef Ajuste	Indice	Coef Ajuste	Indice	Coef Ajuste	Indice Ponderado	Indice Ponderado	Indice Ponderado	Indice Ponderado							
Período	Índice		Coef Ajuste		Índice		Coef Ajuste		Índice		Coef Ajuste	Coef Ajuste	Coef Ajuste	Coef Ajuste							
Fecha Inicio	dic-21		86,25		86,20		153,86		182,32		524,38										
Fecha Final	dic-24		111,01		1,29		105,62		1,23		177,00		1,15	198,00	1,09	612,01	1,17	1,178	1,246	1,238	1,221

La tabla anterior presenta la evolución de los coeficientes de indexación para los costos de falla de corta y larga duración, tanto para el SEN como para cada uno de los SSMM considerados en el análisis, en el período comprendido entre diciembre 2021, y diciembre 2024. Se puede ver que, en términos generales el ajuste de los

SSMM es significativamente mayor que para el SEN, ello se debe a la gran participación que tiene el sector residencial en dichos SSMM cuyo índice de ajuste (Salario Nominal) presentó mayor variación.

Otro punto importante a tener en consideración es que el valor del costo de falla obtenido por los métodos descriptos en las secciones anteriores está expresado en valores promedios del año base del estudio, en el presente caso corresponde a 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 12 – Coeficiente de Conversión del CENS (promedio año – fin año)

CFC													
Sector	Residencial		Comercial + Otros		Industrial		Minería		Precio Combustible	SEN CD	SMM-10 CD	SMM-11 CD	SMM-12 CD
Índice	Índ. Salario Nominal	Índice	IPC Nivel General	Índice	IPP Industria Gral	Índice	IPP Minería	Índice Precio Diesel	Índice Ponderado	Índice Ponderado	Índice Ponderado	Índice Ponderado	
Período	Índice	Coef Ajuste	Índice	Coef Ajuste	Índice	Coef Ajuste	Índice	Coef Ajuste	Índice	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	Índ. Salario Nominal	Índice	IPC Nivel General	Índice	IPP Industria Gral	Índice	IPP Minería	Índice Precio Diesel	Índice Ponderado	Índice Ponderado	Índice Ponderado	Índice Ponderado	
Período	Índice	Coef Ajuste	Índice	Coef Ajuste	Índice	Coef Ajuste	Índice	Coef Ajuste	Índice	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	

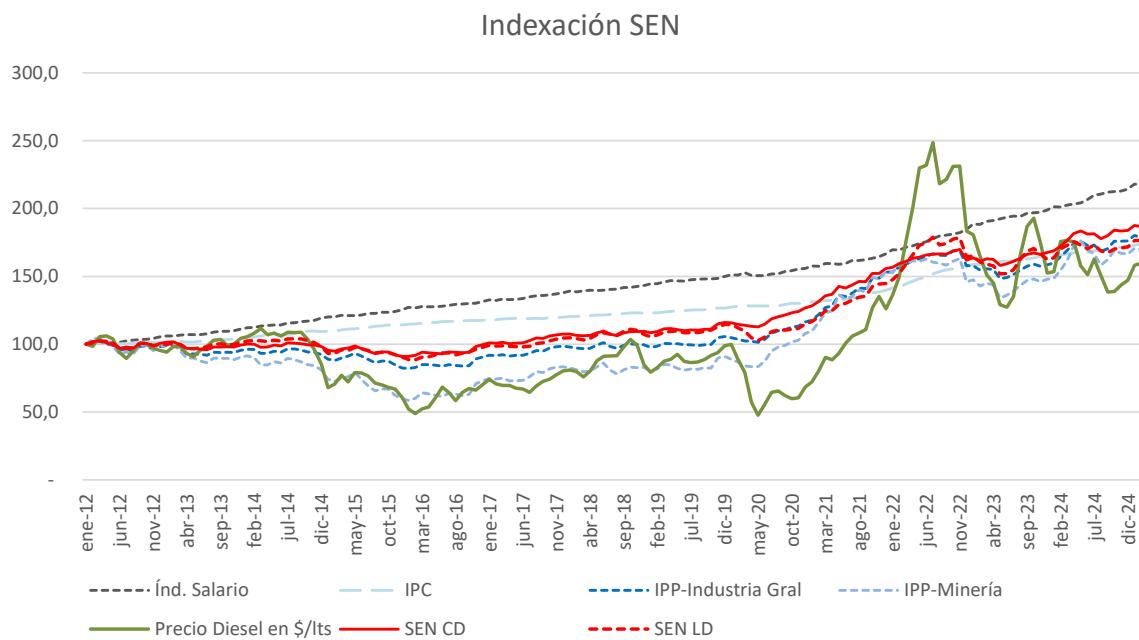
La tabla anterior presenta el ajuste que es necesario realizar por sistema eléctrico y por tipo de corte (corta o larga duración) a los fines de expresar el costo de falla promedio anual a valores de diciembre del año base.

13. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE CENS

Dando cumplimiento a lo requerido en la actividad N°12 de evaluar el comportamiento de los Costos de Falla ante distintos escenarios de alzas y disminuciones relevantes de las variables que los actualizan, con el fin de identificar un comportamiento coherente de los valores actualizados, así como también identificar rangos de validez de las mismas, se presenta el siguiente ejercicio que consiste en el cálculo del índice de actualización conforme la metodología antes propuesta, aplicado a un período histórico relativamente largo de tiempo.

El gráfico en la figura siguiente presenta los resultados de aplicar la metodología de indexación sobre los SEN y su comparación con la evolución de los diferentes índices de ajustes generales.

Gráfico 2 – Evolución Índices de Actualización



Como resulta esperable los índices de ajuste para el SEN evolucionan en forma relativamente suavizada y dentro del rango medio de los límites definidos por los índices de evolución de salario y del índice de precios de la minería y del precio del Combustible Diesel.

14. REALIZAR UN LEVANTAMIENTO DEL MARCO REGULATORIO ASOCIADO A LA DETERMINACIÓN DE COSTOS DE FALLA, IDENTIFICANDO ASPECTOS RELEVANTES A DISCUTIR Y MEJORAR EN BASE A LA REVISIÓN REALIZADA EN LOS NUMERALES ANTERIORES (ACTIVIDAD VIII)

14.1. Levantamiento Normativo

El concepto de costo de falla, lo sea bajo el concepto de CFLD como de CFCD, está presente en diversas regulaciones, se trate de normas de rango legal, reglamentario o de normas técnicas. La tabla siguiente da cuenta de este levantamiento, indicando las siguientes columnas:

- Identificación de la Norma: Se refiere a la identificación de la ley, reglamento o norma técnica;
- Referencia Articulado: Numeral, Literal, que contiene la disposición correspondiente;
- Reseña de la disposición: Breve resumen del contenido regulatorio sólo a efectos referenciales;

Tabla 70 - Levantamiento de normas que hacen referencia al costo de falla

Identificación de la Norma	Referencia Articulado	Reseña de la disposición
LGSE	Art. 163°	Define costo marginal en caso de racionamiento como el valor del costo de falla.
LGSE	Art. 163°	Establece condiciones para determinar el costo de racionamiento a utilizar en compensaciones a usuarios.
LGSE	Art. 162°, numerales 1 y 2	Regula uso del costo de racionamiento en determinación de plan de obras y cálculo del PNCP.
Ley N°18.410 (SEC)	Art. 16 B	Indica que valor de compensación a usuarios por fallas no autorizadas los al duplo del costo de racionamiento.
DS N°125, Reglamento de Coordinación de la Operación	Artículo 171°	Establece que en los casos en que exista energía no suministrada en una o más barras, el costo marginal para dicho período corresponderá al costo de falla del sistema vigente fijado por la Comisión
DS N°37, Reglamento de Planificación de Transmisión	Artículo 89°	Indica que la Comisión podrá evaluar Obras de Expansión que otorguen seguridad al abastecimiento de la demanda considerando la disminución de energía no suministrada, mejorando los índices de calidad de servicio o mejorando la confiabilidad, pudiendo para ello considerar antecedentes tales como tasas de salida de elementos de transmisión, Costo de falla de corta duración, entre otros.
Norma técnica SSCC	Artículo 2-43	Indica que el valor de la remuneración de SSCC cuya prestación sea entregada por consumidores finales equivaldrá al costo de falla de larga duración, con una profundidad de falla superior al 20%, por la energía no suministrada, de conformidad a la normativa correspondiente.

14.2. Consideraciones Generales

El concepto del costo de falla, en cualquiera de sus formas, ha experimentado diversas precisiones y complementaciones a lo largo de la historia regulatoria. Es así como, por ejemplo, el costo de falla de corta duración, si bien implícito en el diseño económico del sistema⁵⁹, sólo tuvo una definición y aplicación regulatoria explícita a partir de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSCS), cuya emisión regular se produce a partir de la promulgación de la Ley Corta 1 en 2004, teniendo una importante aplicación en lo que se refiere a la planificación de la transmisión, servicios complementarios, entre otros.

Lo anterior da cuenta de que, con el tiempo, la regulación del costo de falla ha exhibido una adaptación importante a las características del sistema en sus aspectos de planificación, operación y comercialización. Aun así, pueden determinarse espacios de mejoras regulatorias, sobre todo, en lo relativo a sus aspectos conceptuales, si bien propuestas en tal sentido deben confrontarse con las posibilidades prácticas de su implementación, todo lo cual se analiza en las siguientes secciones.

En lo que sigue se efectúan propuestas de regulatorias en dos ámbitos, a saber, i) oportunidades de mejoramientos técnicos en torno a la aplicación regulatoria del costo de falla y en tanto concepto general y ii) propuestas de mejora en el procedimiento específico de su determinación cuadrienal⁶⁰.

14.3. Mejoras Regulatorias

14.3.1. Costo de Falla por Barra

Una mejora regulatoria cuya discusión es inevitable, es la posibilidad de que el costo de falla, CFLD o CFCD sean determinados por barra. Una mejora de este tipo introduciría mejoras de eficiencia económica, partiendo por una mejor valoración las decisiones de despacho del sistema. Sin embargo, avanzar en esta línea debe considerar el impacto que esta medida podría tener en el nivel de los precios de energía y en los procesos de comercialización. En efecto, y tal como se ha indicado, los precios ofrecidos tanto en el segmento de clientes libres como en el regulado -a través de las licitaciones de las distribuidoras- internalizan en su nivel la eventualidad de tener que servir los respectivos contratos con retiros a costo de falla. Lo anterior afectará particularmente a los clientes -libres y regulados- que se abastecieran de las barras “más caras”, o que presentan costos de falla más altos que el promedio. En todo caso, y consistentemente, la compensación regulada en caso de racionamiento -global o local, ver punto siguiente- debería también establecerse por barra considerando un CR diferenciado, y lo mismo el precio de nudo correspondiente.

Al respecto, el establecer un costo diferenciado por barra, no parece requerir ajustes normativos, al menos no ajustes a nivel de la LGSE, pero la diferenciación por barra de la compensación regulada en caso de producirse el racionamiento a que se refiere el Artículo 163° sí lo requiere, por lo que ambos ajustes deberían practicarse simultáneamente.

⁵⁹ Se entiende que el costo marginal de la potencia de punta, valorado al costo unitario de instalación de la turbina a gas, es menor -más eficiente- que el costo de esperado de falla de corta duración que se produciría por superar la demanda máxima a la capacidad de generación instalada.

⁶⁰ No se considera en esta sección lo relativo a la metodología de determinación del costo de racionamiento, ni el tratamiento del costo de falla frente a la aparición de un nuevo sistema eléctrico, por tratarse ambas materias en las secciones que siguen del presente informe.

Con todo, y más allá de lo indicado, las expectativas de desarrollo del parque generador, que visualiza un fuerte desarrollo ERV con complementos en tecnologías BESS, y que produce la consecuente disminución en la participación de la generación hidroeléctrica, permiten proyectar que el racionamiento que regula el Artículo 163° de la LGSE serán cada vez menos frecuentes. Lo anterior debe confrontarse con el costo regulatorio que significa la diferenciación, particularmente el procedimiento de determinación del costo de falla de clientes con métodos directos, que es donde se verificaría, en principio, una mayor diferenciación. Este procedimiento requiere a su vez analizar la representatividad estadística de una muestra que, por definición, será de menor tamaño pues el universo por barra es obviamente menor.

Conforme a lo anterior, no se recomienda por ahora avanzar en una medida como la señalada.

14.3.2. Decreto de Racionamiento por Problemas de Transmisión

Conforme a lo indicado en la sección anterior, la expectativa de oferta de generación parece no ameritar, al menos en la inmediatez, la introducción de cambios en materia del tratamiento del costo de falla. Sin embargo, considerando la dificultad con que se desarrollan los sistemas de transmisión en la actualidad, la misma sí pudiere dar lugar a que racionamientos por, por ejemplo, atrasos en la entrada en operación de líneas de transmisión, fueran más frecuentes que racionamientos por falta de oferta en generación, no existiendo un mecanismo de compensación para ello. En este caso -y se apunta a atrasos de líneas más que a fallas de líneas, pues ya opera un sistema de compensación por fallas- un mecanismo expedito de compensación podría introducirse admitiendo esta posibilidad en el decreto de racionamiento, como se analizó en la sección 15.2.2⁶¹.

14.3.3. Shock de Precios

En términos generales, y en particular durante el presente estudio, se verifica que existe un grado de dependencia del costo de falla y el precio de los combustibles. La CNE da cuenta de un episodio ocurrido hace algún tiempo en que en un período determinado el valor del costo de falla se ubicaba por debajo de la unidad térmica más cara, eventualmente debido a un shock de precios en la cotización internacional de los combustibles. Para el tratamiento de una situación como ésta, y suponiendo que las declaraciones de precios de los combustibles están correctamente efectuadas -ante tal situación, y a juicio del consultor, debería pedirse una auditoría al Coordinador Eléctrico Nacional- se puede incluir en el mecanismo de indexación del Costo de Falla, y como propuesta preliminar, que el mismo sea determinado como el mayor valor entre el costo variable de la turbina más cara en operación -eventualmente la más barata dentro del "conjunto caro"- y el resultado del mecanismo de indexación.

Con todo debe indicarse, por un lado, que un costo de falla inferior al costo variable de unidades disponibles, pero caras, no va a inducir al Coordinador a practicar un racionamiento si puede evitarlo con el despacho de dichas unidades, y por otro, que para el cálculo de la compensación en caso de racionamiento, el valor a utilizar para el costo de racionamiento está limitado al promedio de los costos de racionamiento utilizados en las últimas seis fijaciones de precios de nudo⁶², estabilizando así sus efectos. Es decir, el pago de los usuarios contendrá

⁶¹ El mecanismo de reasignación ingresos tarifarios del Artículo 114° bis de la LGSE, no se refiere a compensaciones a clientes.

⁶² Expresados en unidades de fomento.

en el precio de nudo -de corto plazo o de largo plazo- una componente que eventualmente no le será remunerada, tal como hoy, pero más alta.

Como contrapartida a lo señalado, si efectivamente se está ante una situación como la señalada (CFLD menor a CV), se diluye, en el corto plazo, el incentivo para incorporarse al sistema que tienen las unidades térmicas de rápida instalación, toda vez que, durante el período en que los costos variables de estas unidades superen al costo de falla, tales unidades no recibirían los ingresos inframarginales que se espera reciban en casos de escasez extrema, sea por el valor de oportunidad del agua embalsada o directamente en una situación de racionamiento. En tal sentido, esto es, tratándose de la seguridad del sistema, debería poder recogerse la situación.

Como existe el problema de la limitación de la compensación, puede plantearse que el mecanismo excepcional de indexación propuesto más arriba se circunscriba sólo a episodios de racionamiento decretado, de modo de dar señales de instalación de corto plazo.

Si bien los aspectos señalados son materia que deberá ponderar la CNE, se propone incluir como parte del mecanismo de indexación la salvedad de que el CFLD obtenido en cada etapa de indexación nunca sea inferior al costo variable de la unidad más cara en operación. Así, e inmediatamente a continuación de la expresión que otorga el valor CFLD directamente producido por el polinomio de indexación, se propone incluir el siguiente texto:

“En caso de que, luego de aplicar el índice de ajuste a que se refiere la expresión anterior, el valor resultante fuera inferior al costo variable de despacho de la unidad instalada más cara existente en el sistema eléctrico al momento de aplicarse la indexación, el costo de falla adoptará directamente el valor de la señalada unidad.

En caso de que la situación señalada en el párrafo precedente se produzca durante la vigencia del decreto de racionamiento a que se refiere el Artículo 163° de la Ley General de Servicios Eléctricos, se considerará el costo variable de la unidad más cara incrementado en un 10%

Con todo, y a los efectos del proceso de planificación de la transmisión, el costo de falla de larga duración considerado corresponderá al valor resultante del mecanismo de indexación, esto es, sin considerar las salvedades indicadas en los dos párrafos precedentes”.

Como se indicó, esta recomendación se efectúa en el entendido de que existe una adecuada monitorización y verificación por parte del Coordinador Eléctrico Nacional de los costos variables de despacho declarados por los generadores coordinados. Respecto a lo indicado en el tercer párrafo del texto en cursiva debe efectuarse una verificación jurídica que valide el tratamiento diferenciado para el segmento de transmisión

14.4. Mejoras en Determinación del Costo de Falla

En estricto rigor, las propuestas de mejora a la determinación del costo de falla (CFLD, CFCD) se proponen, ante todo, al procedimiento específico de su determinación, por lo que se proponen más bien como mejoras a contener para la fase de las encuestas asociadas a los métodos directos, si no directamente en las bases del estudio. Estas propuestas de mejoras son las que se señalan en la sección 7.8 y Anexo IV del presente informe.

15. PROPUESTA METODOLÓGICA PARA EL CÁLCULO DEL COSTO DE RACIONAMIENTO

15.1. Introducción y Antecedentes Normativos

Un contenido importante a desarrollar en el presente informe es el referido en la actividad XIV establecida en las bases, la que se refiere expresamente a “Proponer una metodología de cálculo para el costo de racionamiento a que hace referencia el numeral 2 del artículo 162° de la Ley General de Servicios Eléctricos”.

En efecto, el Artículo 162°, que se da en el contexto de los procedimientos que regulan el cálculo de los precios de nudo de corto plazo (PNCP), establece en sus dos primeros numerales:

“Para cada fijación semestral, los precios de nudo de corto plazo 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 aquellas declaradas por la Comisión 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. Con el programa de obras definido anteriormente y considerando básicamente la demanda de energía, los stocks de agua en los embalses, los costos de operación de las instalaciones, los costos de racionamiento y la tasa de actualización indicada en la letra d) del artículo 165°, se determina la operación del sistema eléctrico que minimiza la suma del costo actualizado de operación y de racionamiento, durante el período de estudio. Para la operación del sistema definida anteriormente se calculan los costos marginales de energía del sistema, incluida la componente de racionamiento en los primeros meses de operación, con un mínimo de veinticuatro y un máximo de cuarenta y ocho meses, promediándose los valores obtenidos con factores de ponderación correspondientes a las demandas actualizadas de energía durante ese período. Los valores así obtenidos, para cada una de las barras, se denominan precios básicos de la energía; 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.”

Por su parte, el Artículo 163°, que regula las medidas a adoptar en caso de preverse o verificarse un racionamiento prolongado, señala en lo pertinente:

“...El déficit registrado en el sistema deberá distribuirse proporcionalmente y sin discriminación de ninguna especie entre todas las empresas generadoras, tomando como base la globalidad de sus compromisos. Estas, por su parte, deberán pagar a sus clientes distribuidores o finales sometidos a regulación de precios, cada kilowatt-hora de déficit que los haya afectado, determinado sobre la base de sus consumos normales, a un valor igual a la diferencia entre el costo de racionamiento y el precio básico de la energía, a los que se refiere el artículo anterior.

...El decreto de racionamiento previsto en este artículo, además de las medidas y estipulaciones descritas en los incisos anteriores, explicitará, basándose en un informe previo de la Comisión Nacional de Energía, el monto del pago por cada kilowatt-hora de déficit, como asimismo las demás condiciones que deberán aplicar las empresas generadoras para el cálculo o registro de los déficit, y los montos y procedimientos que aplicarán las empresas distribuidoras para traspasar a su vez los montos recibidos a sus clientes finales. Todos los cálculos deberán basarse en los valores utilizados en la última fijación de precios de nudo a que se refiere el artículo 162º para el sistema eléctrico en cuestión. No obstante, el valor a utilizar para el costo de racionamiento no podrá superar, expresado en unidades de fomento, el promedio de los costos de racionamiento utilizados en las últimas seis fijaciones de precios de nudo.

....."

A su vez, el DS N°86, Reglamento de Precios de Nudo, indica:

"Párrafo 6: De los costos de falla y el costo de racionamiento

....

Artículo 25º.- 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 esperados, en adelante "costo de falla".

....

Artículo 30º.- Se entiende por costo de racionamiento el costo por kilowatt-hora incurrido, en promedio, por los usuarios, al no disponer de energía. Este costo estará constituido por el costo alternativo de tener que generarla con generadores de emergencia, si así conviniera. La totalidad de estos costos deberán estar recogidos en la determinación de los costos de falla.

La Comisión deberá calcular un valor único representativo de los diferentes niveles de déficit de suministro, actualizados conforme al artículo 29º del presente Reglamento, y considerando la operación esperada del sistema eléctrico, resultante del respectivo proceso.

Este valor único constituirá el costo de racionamiento a considerar en el caso de la dictación del decreto de racionamiento a que se refiere el artículo 163º de la ley.

...."

Finalmente, y respecto a los contenidos del Informe Técnico de Precios de Nudo de Corto Plazo, el reglamento indica:

Artículo 84º.- La etapa Preliminar se desarrollará en los meses de marzo y septiembre de cada año. En esta etapa, la Comisión pondrá en conocimiento, según se indica en el artículo siguiente, a las empresas de generación y transporte y a los CDEC, a través de sus DO y DP, a más tardar el 15 de marzo y el 15 de septiembre, según corresponda, o al siguiente día hábil, si éste fuere feriado, un informe denominado "Informe Técnico Preliminar Proceso Tarifario Precios de Nudo de Corto Plazo", que explice al menos lo siguiente:

- a) La previsión de demanda de potencia y energía del sistema eléctrico;

- b) El programa de obras de generación y transmisión, incluyendo las instalaciones existentes, en construcción y futuras;
- c) Los costos de combustibles, costos de falla y otros costos variables de operación pertinentes;
- d) La tasa de descuento utilizada en los cálculos, igual al 10% real anual, y
- e) Los valores resultantes para los Precios de Nudo de Corto Plazo, sus fórmulas de indexación y el costo de racionamiento.

Se desprende así de la normativa que:

1. La normativa distingue formalmente lo que se denomina *costo de falla* de lo que entiende por *costo de racionamiento*, siendo el costo de falla el costo en que incurre cada sistema ante diferentes niveles de déficit de suministro (Artículo 25°, DS86). En cambio, el costo de racionamiento es aquel valor único representativo de los diferentes niveles de déficit, considerando la operación esperada del sistema eléctrico, resultante del respectivo proceso de cálculo (Artículo 30°, DS86).
2. Este costo de racionamiento, entendido entonces como una magnitud “escalar”, es el valor a considerar en el caso de la dictación del decreto de racionamiento a que se refiere el artículo 163° de la ley.
3. El costo de racionamiento debe ser determinado e informado con ocasión de cada fijación de precios de nudo.

Así, y si bien la Comisión informa efectivamente el valor del costo de racionamiento en cada informe técnico de cálculo de los precios de nudo de corto plazo⁶³, se aborda en la siguiente sección el análisis del consultor para su determinación.

15.2. Metodología Determinación Costo de Racionamiento

15.2.1. Consideraciones Conceptuales y Normativas

Lo primero a tener en cuenta para la determinación del costo de racionamiento, es que el valor obtenido será utilizado como elemento de cálculo de la compensación a aplicar a los usuarios regulados en caso de racionamiento, esto es, bajo racionamientos que ocurrán durante la vigencia del decreto de racionamiento a que hace referencia el Artículo 163° de la LGSE. Esta compensación, a su vez, se determina como la diferencia entre el costo de racionamiento (CR) y el precio de nudo básico de la energía (PNE), debiendo basarse los cálculos en los valores utilizados en la última fijación de precios de nudo de corto plazo. Esto es:

$$\text{Compensación} = CR - PNE \quad \text{US$/MWh}$$

⁶³ En el informe técnico correspondiente al cálculo del PNCP para el primer semestre de 2025, el costo de racionamiento resultó con un valor de 438,01 [US\$/MWh]. En dicho informe la CNE señala: “Este valor único representativo, se obtiene de calcular un precio de nudo de falla, definido como la valoración a costo marginal de falla, de la energía de falla esperada para todas las barras del sistema, dentro del horizonte de cálculo de precio de nudo”.

La lógica de esta compensación puede visualizarse si se considera el costo en que incurre el usuario en la situación se racionamiento. En efecto, el costo en que éste incurre en tal situación es el siguiente:

$$\text{Costo Usuario} = PNE \times ES + CR \times ENS$$

En esta expresión:

PNE	:	Precio de nudo de energía;
CR	:	Costo de falla unitario del usuario o costo de racionamiento;
ES	:	Energía suministrada;
ENS	:	Energía no suministrada.

Si a este costo se resta la compensación, se tiene el siguiente costo neto

$$\text{Costo Neto Usuario} = PNE \times ES + CR \times ENS - (CR - PNE) \times ENS$$

o

$$\text{Costo Neto Usuario} = PNE \times (ES + ENS) = PNE \times ED$$

Así, la compensación opera como si el proveedor hubiera entregado la totalidad de la energía demandada *ED* al valor del precio de nudo o precio pactado⁶⁴, es decir, como si el racionamiento no se hubiese producido, o, más precisamente, anulando sus efectos económicos específicos. La estructura de la compensación, esto es el valor del costo de racionamiento *menos* el precio de nudo obedece simplemente al hecho de que, respecto de la energía racionada, el usuario incurre en el costo de falla, pero se ahorra el pago de ésta a precio de nudo.

Esta obligación del proveedor, y según se observa más adelante, proviene del hecho de que el precio de nudo pagado por el usuario en situaciones de normalidad incluye una prima que cubre el costo de la energía que demanda en caso de producirse un racionamiento. Esta prima también se entiende considerada en el precio despejado de las licitaciones de suministro, toda vez que, en condiciones de racionamiento, el suministrador

⁶⁴ Se indica que el precio puede ser el precio de nudo o el precio “pactado”, en tanto, bajo la regulación vigente, la compensación opera indistintamente si el contrato de suministro que vincula al proveedor con los usuarios -a través de la distribuidora correspondiente- es a precio de nudo de corto plazo o, como en su mayoría, si lo es al precio despejado de las licitaciones reguladas de las distribuidoras.

que no alcance a servir la totalidad de la energía comprometida en el contrato correspondiente debe pagar al usuario -a través del distribuidor- el déficit a costo de falla.

Para entender cómo esta prima está contenida en el precio de nudo, obsérvese primero la estructura de cálculo del precio de nudo de energía. A saber,

$$PBE = \frac{\frac{\sum_{j=1}^N CMg_j \times E_j}{(1+r)^j}}{\frac{\sum_{j=1}^N E_j}{(1+r)^j}}$$

Esta formulación proviene simplemente de despejar un PBE *equivalente* -y constante en el tiempo- tal que se iguale la siguiente estructura de flujos en valor presente:

$$\text{Valor presente de la energía} = \frac{\sum_{j=1}^N CMg_j \times E_j}{(1+r)^j} = \frac{\sum_{j=1}^N PBE \times E_j}{(1+r)^j}$$

Es decir, el PBE da cuenta del valor promedio esperado, y actualizado económicamente, del costo marginal esperado para cada período j, y que está vinculado a la energía proyectada y “actualizada” para el mismo en el horizonte de tarificación de cuatro años (N=4). En esta expresión se entiende que el CMg lo es en valor estadísticamente esperado, no así la energía, que corresponde a un dato del problema⁶⁵. El CMg es estadísticamente esperado en tanto refleja diferentes valores dependiendo de la condición de oferta de generación que se produzca con determinada probabilidad en el período j, incluyendo las posibilidades de falla, en las cuales el CMg adoptará el valor del costo de falla correspondiente (la “componente de racionamiento”). Siendo así, y simplificando, el numerador del flujo actualizado puede expresarse como:

$$CMg_j \times E_j = \overline{CMg_j} \times E_j = (CMg_j^{SF} \times (1 - p_j) + CMg_j^{CF} \times p_j) \times E_j$$

Donde:

CMg_j^{SF} : Costo marginal resultante sin falla en el período j;

CMg_j^{CF} : Costo marginal de falla, según profundidad, en el período j;

p_j : Probabilidad de escenario con falla en período j.

Si se reordena la expresión, se despeja el valor esperado del costo marginal como:

⁶⁵ En la proyección, de demanda de energía se considera una variable determinística y/o no sujeta a aleatoriedad.

$$\overline{CMg_j} = CMg_j^{SF} + p_j \times (CMg_j^{CF} - CMg_j^{SF})$$

Se observa entonces cómo el valor esperado del CMg en el período j, y en definitiva el precio de nudo que integra y actualiza todos los períodos (j:N), contiene un término que da cuenta del costo de abastecimiento “normal”, esto es sin falla, más una *prima* que da lugar a un seguro para cubrir el costo de un evento de falla que se produce con probabilidad p en el período esperado que corresponda. La prima corresponde entonces, en cada período j, a la diferencia del costo marginal con falla, esto es el costo de falla unitario menos el costo marginal que, en el mismo período se da bajo un escenario sin falla, todo multiplicado por la probabilidad correspondiente.

Tratándose el pago de la prima de un seguro para cubrirse de una situación eventual en el horizonte de planificación, producida en algún momento de dicho horizonte, y con cierta probabilidad, el valor la compensación que debe pagarse al momento en que el evento se está efectivamente produciendo no debe reconocer ni factores temporales de actualización ni probabilidades en tanto el fenómeno se produce en el tiempo presente.

De esta forma, se plantea que para el cálculo del costo de racionamiento (CR), se determine primero una profundidad de falla promedio, resultante de integrar en el horizonte las energías de falla respecto de la demanda total, y luego, con la profundidad promedio obtenida, entrar a la tabla de costos de falla por profundidad actualizada en cada fijación. El valor así obtenido puede aproximarse, si no considerarse, a la esperanza estadística condicionada a la existencia de falla.

Así, la profundidad promedio se determina como:

$$\text{Profundidad de Falla} = \frac{\sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^{NE} ENS_{j,i}}{\sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^{NE} E_{j,i}}$$

Donde:

- N : Número de períodos del horizonte de tarificación del PNCP;
- NE : Número de escenarios considerados en cada período en la modelación del PNCP;
- $ENS_{j,i}$: Energía no suministrada en el período j, en escenario i de la modelación en que existe falla;
- $E_{j,i}$: Demanda de energía en período j, en escenario i de la modelación de la modelación en que existe falla.

Respecto a la expresión señalada debe tenerse la precaución de que, contra cada período de *despacho/demanda* -el “período j” en la definición de las variables- que considere la modelación -el “período j” en la definición de las variables- debe existir una demanda consistente con su duración y una energía no suministrada también consistente con él, pues de otro modo se puede sobredimensionar o subdimensionar la

profundidad de la falla resultante. Por ejemplo, si la energía se registra en determinadas horas, la demanda total a confrontar para el mismo período debe ser la registrada para las mismas horas.

15.2.2. Consideraciones sobre el Tratamiento del Sistema de Transmisión

El cálculo del CR con el procedimiento anterior no debería computar valores de ENS que se produzcan por restricciones de transmisión, en tanto la aplicación del decreto de racionamiento, según el Artículo 163° de la LGSE, lo es “a consecuencia de fallas prolongadas de centrales eléctricas o de situaciones de sequía”, y no por restricciones de transmisión. Si bien podría darse la situación de una restricción local y de tipo sistemático en algunas horas, que ameritara una compensación a los clientes en tal situación no está prevista en el señalado Artículo 163°. Sin embargo, debe considerarse que tanto los precios de nudo de corto plazo, como los precios ofertados en las licitaciones de suministro de las distribuidoras, sí consideran un recargo en el precio si se estimara que en las barras de suministro se dará, con alguna probabilidad, un retiro valorado a costo de falla, sin identificación de su causa. En efecto, el Artículo 171° del reglamento de coordinación, señala que “*En los casos en que exista energía no suministrada en una o más barras, el costo marginal para dicho período corresponderá al costo de falla del sistema vigente fijado por la Comisión*”.

Debido a lo anterior, no se considera que la metodología de cálculo del CR prescinda de las restricciones de transmisión, y por otra parte, y como perfeccionamiento regulatorio, se sugiere que los decretos de racionamiento también consideren racionamientos locales, lo que ameritaría una modificación del Artículo 163° de la LGSE.

16. ACTIVIDAD 15: PROPUESTA METODOLÓGICA PARA DETERMINAR COSTOS DE FALLA A UN NUEVO SISTEMA ELÉCTRICO

16.1. Antecedentes

Conforme a lo indicado en las bases de licitación, y finalmente, el presente informe debe incorporar el desarrollo de la actividad XV, la cual se refiere a “proponer metodologías y procedimientos adecuados para determinar costos de falla a un nuevo sistema eléctrico que no hubiese podido ser considerado dentro de este estudio”. Corresponde entonces configurar la situación -administrativa, necesariamente- bajo las cuales podría verificarse la aparición de un nuevo sistema eléctrico.

Se puede indicar, primeramente, que la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) no contiene una definición o tipificación expresa respecto de los diferentes tipos de sistemas eléctricos que regula, sólo se ocupa de explicitar que tal o cual disposición es aplicable -o no lo es- a sistemas que presentan una capacidad instalada de generación determinada, es decir, los califica y regula según su tamaño⁶⁶.

En efecto, las disposiciones de la LGSE pueden aplicarse a tres tipos de sistemas, a saber, los sistemas cuya capacidad instalada de generación es igual o inferior a 1500 kW, los que presentan una capacidad superior a 1500 MW e inferior a 200 MW, denominados formalmente en la ley como *sistemas medianos*, y los sistemas cuya capacidad de generación instalada es igual o superior a 200 MW, como es el caso del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el único que presenta esta característica.

Así, y a modo de ejemplo, véase el siguiente artículo de la norma legal:

Artículo 199º

En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es igual o inferior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación sólo se fijarán los precios correspondientes a los suministros indicados en el número 1 del artículo 147º...

o también,

Artículo 159º

En los sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación igual o superior a 200 megawatts, los precios de nudo calculados conforme a lo establecido en el artículo 162º, deberán reflejar un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro a nivel de generación-transporte para usuarios permanentes de muy bajo riesgo...

A nivel de normas técnicas, por su parte, se tiene la siguiente disposición de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución:

⁶⁶ Esta característica de la LGSE, y en entre otras, motiva el proyecto de ley promovido por el Ejecutivo, que se encuentra actualmente en tramitación legislativa en el congreso, y que modifica la regulación de los sistemas medianos.

Artículo 1-2 Alcance

....

Sin perjuicio de lo anterior, las exigencias establecidas en la presente NT no serán aplicables en los siguientes casos:

1. Sistemas de Distribución pertenecientes a sistemas con capacidad instalada de generación igual o inferior a 1.500 kW.

....

Si se considera entonces que, estando actualmente interconectados los antiguos sistemas eléctricos SING y SIC, la emergencia de un “nuevo sistema eléctrico”, que esté sujeto a la determinación de un costo de falla bajo el concepto del presente estudio, se daría en la práctica por el tránsito de un sistema de menos de 1.500 kW a la condición de *sistema mediano* debido al crecimiento de su capacidad instalada de generación.

Así, y en adelante, la hipótesis de trabajo será que el nuevo sistema eléctrico corresponde a un sistema pequeño, de una capacidad un poco por sobre los 1.500 kW, es decir que, sólo ha pasado a ser “mediano” en una data reciente, pero que mantiene aún las características físicas y de administración de un sistema pequeño⁶⁷.

16.2. Caracterización General del Nuevo Sistema

Focalizándose entonces en los sistemas de menos de 1.500 kW, se puede volver a las disposiciones legales que los regulan, siendo las más relevantes:

Artículo 199°

En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es igual o inferior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación sólo se fijarán los precios correspondientes a los suministros indicados en el número 1 del artículo 147° (se refiere al suministro para a usuarios finales ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria).

Artículo 200°

Los precios máximos para los suministros indicados en el número 1 del artículo 147°, serán acordados entre el Alcalde de la Municipalidad en la cual se efectúen los suministros y las empresas concesionarias de servicio público de distribución que corresponda.

⁶⁷ El mismo proyecto de ley indicado en la nota a pie anterior establece un período transitorio para que un sistema pequeño pase a considerarse como *sistema mediano* -y regulado como tal- y no como ocurre con la norma vigente, en que este paso es “instantáneo”.

Artículo 20º

En los acuerdos se estipularán los precios de suministro, las cláusulas de reajustabilidad de los mismos, la calidad del servicio, el número de horas diarias de funcionamiento del servicio y toda otra condición que sea pertinente.

Se desprende directamente de estas tres disposiciones que:

- Existen sistemas eléctricos de capacidad instalada inferior a los 1500 kW, y que abastecen a usuarios finales de bajo consumo;
- Que en dichos sistemas puede o no encontrarse operando una empresa bajo concesión de distribución, y que, en caso de existir, la tarifa debe ser regulada (se entiende la componente de generación, distribución, y transmisión si fuera el caso), la que debe formalizarse mediante acuerdo con la municipalidad correspondiente.
- Que las disposiciones de calidad de servicio exigida y/o convenida con el municipio, si fuere el caso, pueden ser más bien laxas, admitiendo un servicio discontinuo⁶⁸.

Puede inferirse también que, en caso de no operar una concesionaria de distribución, posiblemente por encontrarse el sistema muy aislado y/o, eventualmente, ser muy pequeño, la administración de las instalaciones correspondientes podría estar a cargo de alguna autoridad local -eventualmente el municipio- o incluso de los propios consumidores⁶⁹, y con una calidad de servicio más bien precaria.

Con todo, lo esperable es que si un sistema de menos de 1.500 kW presenta una capacidad de suministro y crecimiento tales que se encuentra próximo a alcanzar el límite para ser considerado mediano, sea atendido efectivamente por una concesionaria de distribución, o al menos sea administrado adecuadamente por el municipio correspondiente.

De esta forma, se plantea para el nuevo sistema eléctrico la siguiente caracterización preliminar:

- El sistema tiene una capacidad un poco por sobre los 1500 kW;
- Abastece una localidad lejana a asentamientos más poblados;
- La zona atendida tiene características rurales;
- Su fuente de generación principal es térmica y en base a petróleo diésel;
- El suministro es probablemente entregado por una empresa de distribución o cooperativa concesionaria, por lo que existirían datos confiables o relativamente confiables respecto de los consumos;

Al respecto, resulta pertinente invocar algunos antecedentes respecto a este tipo de sistemas disponibles en registros del Ministerio de Energía. En efecto, se desprende de ellos que a 2024 que existen 109 sistemas de menos de 1.500 kW registrados, los que en conjunto abastecen a 10.088 usuarios. Estos presentan diversas capacidades las que se encuentran en el rango de los 10 kW a los 1.450 kW. La tecnología predominante es el

⁶⁸ Según el Artículo 1-2 de la NT de distribución antes citado, no le son aplicables a estos sistemas las exigencias generales.

⁶⁹ Mediante una asociación o comité vecinal.

petróleo Diesel, utilizado como única tecnología de generación (67% de los casos) o en combinación con tecnologías ERV (26%). El gas natural también participa, como tecnología única o en combinación con energía renovable (5%).

A manera de referencia, la tabla de la página siguiente muestra, los sistemas de menos de 1.500 kW de capacidad instalada, para sistemas que superan los 200 kW. Los sistemas se encuentran ordenados de mayor a menor capacidad, y abastecen en conjunto al 72% de los usuarios suministrados desde este tipo de sistemas según el registro del Ministerio.

Tabla 71 – Capacidad Instalada Sistemas de menos de 150 kW

REGION	COMUNA	NOMBRE SISTEMA	Usuarios	Tipo de operador	Tecnología actual	Cap. Inst. [kW]	Horas de suministro
11	Guaitecas	Melinka y Repollal	1.012	Otros (Municipalidad, comité, cooperativa)	Diésel	1.448	24
8	Coronel	Isla Santa María	613	Empresa	Diésel	1.088	24
12	Primavera	Cerro Sombrero	116	Otros (Municipalidad, comité, cooperativa)	GN	1.000	24
5	Juan Fernández	Isla Robinson Crusoe	596	Otros (Municipalidad, comité, cooperativa)	Diésel	880	24
11	Tortel	Caleta Tortel	444	Otros (Municipalidad, comité, cooperativa)	MCH-Diésel	854	24
2	Ollagüe	Ollagüe	131	Otros (Municipalidad, comité, cooperativa)	FV-Eólico-Diésel	640	24
12	Timaukel	Villa Cameron	72	Otros (Municipalidad, comité, cooperativa)	Diésel	580	18
10	Chaitén	Ayacara	651	Empresa	Diésel	540	24
11	Aisén	Isla Huichas	359	Empresa	Diésel	482	24
10	Castro	Isla Quehui	342	Empresa	Diésel	360	24
12	San Gregorio	Villa Punta Delgada	76	Otros (Municipalidad, comité, cooperativa)	GN	350	24
12	Natales	Puerto Edén	79	Otros (Municipalidad, comité, cooperativa)	Diésel	320	14
2	María Elena	Quillagua	56	Otros (Municipalidad, comité, cooperativa)	FV-Diésel	300	24
10	Quemchi	Isla Butachauques (Metahue)	257	Empresa	Diésel	270	24
11	Lago Verde	Amengual-La Tapera	173	Empresa	Diésel	270	24
12	Río Verde	Villa Ponsomby	39	Otros (Municipalidad, comité, cooperativa)	Eólico-Diésel	270	24
10	Calbuco	Isla Queullín	115	Empresa	FV-Diésel	268	24
10	Cochamó	Llanada Grande	62	Otros (Municipalidad, comité, cooperativa)	MCH	256	24
8	Lebu	Isla Mocha	275	Otros (Municipalidad, comité, cooperativa)	Diésel	250	22
10	Quellón	Isla Cailin	161	Empresa	Diésel	250	24
10	Quellón	Isla Laitec	153	Empresa	Diésel	244	24
10	Calbuco	Isla Tabón	158	Empresa	Eólico-Diésel	240	24

REGION	COMUNA	NOMBRE SISTEMA	Usuarios	Tipo de operador	Tecnología actual	Cap. Inst. [kW]	Horas de suministro
2	Calama	Caspiana	84	Otros (Municipalidad, comité, cooperativa)	Diésel	220	4
10	Quinchao	Isla Alao	142	Empresa	Diésel	216	24
10	Quinchao	Isla Chaulinec	196	Empresa	Diésel	216	24
10	Quinchao	Isla Apiao	227	Empresa	Diésel	200	24
10	Quinchao	Isla Meulín	253	Empresa	Diésel	200	24
10	Quinchao	Isla Quenac	161	Empresa	Diésel	200	24
10	Cochamó	Sotomó	64	Otros (Municipalidad, comité, cooperativa)	Diésel	200	11
11	O'Higgins	Villa O'Higgins	186	Empresa	MCH-Diésel	200	24
12	Laguna Blanca	Villa Tehuelches	44	Otros (Municipalidad, comité, cooperativa)	GN	200	24
Total	-	-	7.297	-	-	13.012	-

Fuente: Antecedentes aportados por el Ministerio de Energía. Corresponde a cifras de 2023 y 2024.

Se observa que los sistemas con más probabilidades de alcanzar los 1.500 kW de capacidad instalada son los sistemas de *Melinka* y *Repollal* (XI Región), y bastante más atrás, el sistema de *Isla Santa María* (VIII Región). De hecho, considerando una tasa de crecimiento de la capacidad instalada de 3% anual⁷⁰ -lo que constituye un valor elevado en sistemas en que presumiblemente existen economías de escala- se pude obtener el número de años que resta para alcanzar el umbral de los 1500 kW, lo que se muestra en el siguiente cuadro:

Tabla 72 – Sistemas Próximos a Superar 1500 kW a 2024 y 3% de tasa de crecimiento

NOMBRE SISTEMA	Usuarios	Tecnología actual	Potencia instalada [kW]	Años (3%)
Melinka y Repollal	1.012	Diésel	1.448	1,2
Isla Santa María	613	Diésel	1.088	10,9
Cerro Sombrero	116	GN	1.000	13,7
Isla Robinson Crusoe	596	Diésel	880	18,0
Caleta Tortel	444	MCH-Diésel	854	19,1

En lo que sigue, el desarrollo metodológico supone que el nuevo sistema eléctrico tendrá las características que se han exhibido en esta sección.

16.3. Metodología Propuesta

La metodología propuesta para determinar el costo de falla para un nuevo sistema eléctrico consiste en un enfoque general que se basa en la aplicación de un coeficiente de ajuste sobre el costo de falla calculado para el SEN. Este coeficiente de ajuste toma en cuenta las diferencias regionales entre los valores registrados a nivel nacional y los de la respectiva región bajo consideración, para dos variables fundamentales como son el Salario Nominal y el Precio del combustible Diesel.

La especificación matemática es la que se presenta a continuación:

$$CF_{SSMM-i} = CF_{SEN} \times (\alpha_{Res} \times \frac{\text{Índ } Sal_{Reg-i}}{\text{Índ } Sal_{Nacional}} + \alpha_{Com\&Ots} \times \frac{IPC_{Reg-i}}{IPC_{Nacional}} + \alpha_{Ind} \times \frac{IPP Ind Gral_{Reg-i}}{IPP Ind Gral_{Nacional}} \\ + \alpha_{Min} \times \frac{IPP Min_{Reg-i}}{IPP Min_{Nacional}} + \alpha_{Diesel} \times \frac{Prec Diesel_{Reg-i}}{Prec Diesel_{Nacional}})$$

donde:

CF_{SSMM-i} es el costo de falla para el sistema mediano o específico "i"

CF_{SEN} es el costo de falla calculado para el SEN

⁷⁰ No se dispone de las tasas de crecimiento o del historial de la capacidad instalada. Los antecedentes exhibidos, además, fueron recolectados en años distintos (2024, 2023, y eventualmente otros más antiguos)

Los coeficientes α_j de la ecuación son las participaciones de los distintos sectores o componentes “j” en la fórmula de ajuste por diferencias regionales, y los cocientes entre los diferentes índices son una medida de la diferencia relativa entre el valor de la variable considerada entre la región “i” analizada y el valor de la variable a nivel nacional.

En los casos que el índice no presente desarrollo y diferenciación regional, el valor del cociente será 1.

Con base en la fórmula anterior se aprecia que los elementos que contribuyen a explicar las diferencias regionales en el costo de falla son el índice de salarios y el precio de combustibles diésel.

Los valores de los coeficientes alfas son los mismos que los determinados para el coeficiente de indexación del costo de falla.

17. Referencias y Bibliografía

- Adenikinju, Adeola F., 2003. "Electric infrastructure failures in Nigeria: a survey-based analysis of the costs and adjustment responses," *Energy Policy*, Elsevier, vol. 31(14), pages 1519-1530, November.
- Ajodhia, V., Van Gemert, M., Hakvoort, R., 2002. "Electricity outage cost valuation: a survey"; CEPSI 2002.
- Anderson, R. and L. Taylor, 1986. "The social cost of unsupplied electricity. A critical review"; *Energy Economics* 8 (3): 139-146.
- Baldacci, P.J., Roop, J M., Schienbein, L.A., De Steese, J.G., Weimar, M.R.; 2002; "Electrical Power Interruption Cost Estimates for Individual Industries, Sectors, and U.S. Economy; Pacific Northwest National Laboratory"; Preparado para el U.S. Department of Energy; PNNL-13797.
- Baarsma, B., and Hop, J. P., 2009. "Pricing power outages in the Netherlands", *Energy* 34 (2009) 1378–1386.
- Becker, G. S; 1965; "A Theory of the Allocation of Time"; *Economic Journal* 75: 493-517.
- Beenstock, M. U., E. Goldin, and Y. Haitovsky; 1998; "Response bias in a conjoint analysis of power outages"; *Energy Economics* 20: 135-156.
- Benavente, J. M., A. Galetovic, R. Sanhueza, y P. Serra; 2005a, "Estimando la demanda residencial por electricidad en Chile: el consumo es sensible al precio"; *Cuadernos de Economía* vol. 42: 31-61 (mayo).
- Benavente, J. M., A. Galetovic, R. Sanhueza, y P. Serra; 2005B; "El costo de falla residencial en Chile: Una estimación usando la curva de demanda"; *Revista de Análisis Económico*, vol. 20, N° 2: 23-40 (diciembre).
- Bernstein, S. y R. Agurto; 1992, "Use of outage cost for electricity pricing in Chile", *Energy Policy* October 1992: 299-302.
- Bental, B., & Ravid, S. A. (1982). A simple method for evaluating the marginal cost of unsupplied electricity. *The Bell Journal of Economics*, 13(1), 249–253
- Billinton, R. and Allan, R. (1984). *Reliability Evaluation of Power Systems*. Plenum Press, London
- Billinton R, Tollefson G, Wacker G., 1993; "Assessment of electric service reliability worth". *Electrical Power & Energy Systems*;15 (2):95–100.
- Bliem, M.,(2005): Eine makroökonomische Bewertung zu den Kosten eines Stromausfalls im österreichischen Versorgungsnetz.
- Carlsson F., Martinsson P., 2007: "Willingness to pay among Swedish households to avoid power outages - A random parameter Tobit model approach". *Energy Journal* 28, 75-89.
- Caves, Douglas W., Herriges, Joseph A., Windle, Robert J. (1992): "The cost of electric power interruptions in the industrial sector: estimates derived from interruptible service programs". *Land Economics* 68 (1), p. 49 – 61.
- CEER; 2005; "Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply; Council of European Energy Regulators", *Electricity Working Group, Quality of Supply Task Force*.
- CEIDS; 2001; "The Cost of Power Disturbances to Industrial & Digital Economy Companies".

- CNE; 1986; "Estudio del Costo de Falla en el Sistema Interconectado Central".
- De Nooitj, 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: 277–295.
- De Nooitj, M., R. Lieshout, Koopmans C., 2009; "Optimal blackouts: Empirical results on reducing the social cost of electricity outages through efficient regional rationing"; *Energy Economics* 31: 342–347.
- Diboma, B.S., Tamo Tatiestse, T. 2013: "Power interruption costs to industries in Cameroon". *Energy Policy*, Vol. 62, p. 582 – 592.
- Energy Research Institute; 2001; "Electricity Outage Cost Study"; *Chulalongkorn University*, disponible en <http://www.eppo.go.th>.
- Eto, J.H., Hamachi Lacommare, K; 2004; "Understanding the Cost of Power Interruptions to U.S. Electricity Consumers"; *Ernest Orlando Lawrence, Berkeley National Laboratory, Environmental Energy Technologies Division; LBNL-55718*.
- Electric Power Research Institute, 1995. *Outage Cost Estimation Guidebook*, Research Project 2878-04, Prepared by Freeman, Sullivan & Company, California.
- Fan,C.T., Rezucha,I.,1962: Development of sampling plans by using sequential (item by item) selection techniques and digital computer. *Journal of the American Statistical Association* 57, 387–402.
- Growtisch, C., Jamasb, T., Müller, C., Wissner, M.; 2010; "Social cost-efficient service quality - Integrating customer valuation in incentive regulation: Evidence from the case of Norway"; *Energy Policy* 38: 2536-2544.
- Hartman, R. S., Doane, M. J. and Woo, C. K. 1991: Consumer Rationality and the Status Quo. *Quarterly Journal of Economics*, 1991.
- Itansuca-Sinergía, 2004. "Estudio de costos de racionamiento de electricidad y gas natural", *Informe Final* de consultoría preparado para la UPME.
- Jamasb, T., Orea, L., and Pollitt, M. G., 2012, "Estimating Marginal Cost of Quality Improvements: The Case of the UK Electricity Distribution Companies", *Energy Economics* 34 (2012): 1498-1506.
- Jaramillo, P., Skoknic, E.; 1973, "Costo Social de las Restricciones de Energía Eléctrica"; ENDESA
- Jenkins, G.P., Lim, H.B.F., et al., (1999). "Evaluation of an Expansion of the Electricity Transmission System in Mexico". Development Discussion Papers. Harvard, Harvard University.
- Kjølle, G.H., Samdal, K., et al. "Customer costs related to interruptions and voltage problems: Methodology and results", *IEEE Transactions on Power Systems* 23 (3), p. 1030-1038, 2008
- Levy, P. and Lemeshow, S. (1999): "Sampling of Populations: Methods and Applications". 3rd Edition, Wiley Series in Probability and Statistics.
- Lohr, S. (1999): "Sampling: Design and Analysis". Duxbury Press.
- London Economics (2013): Value of Lost Load (VoLL) for electricity in Great Britain. *Final report for Ofgem and DECC*.

- Matsukawa I, Fuji Y, 1994. "Customer preference for reliable power supply: using data on actual choices of back-up equipment". *Review of Economics and Statistics* LXXVI (3):434–46.
- Mercados Energéticos Consultores; 2011, "Actualización de los costos de racionamiento de electricidad y gas natural en Colombia", *Informe Final*, informe de consultoría preparado para la UPME.
- Munasinghe, M.; 1979; "The Economics of Power System Reliability and Planning"; *The World Bank and The John Hopkins University Press*, Baltimore; ISBN 0-8018-2276-9; EEUU.
- Munasinghe, M., Gellerson, M. (1979): "Economic criteria for optimizing power system reliability levels". *The Bell Economic Journal* 10 (1), p. 353 – 365.
- OFGEM; 2008; "Expectations of DNOs & Willingness to Pay for Improvements in Service", *Final Report*.
- OFGEM; 2009; "Electricity Distribution Quality of Service Report 2008/09, Annual Report; Ref. 162/09".
- Panya,S., Pattarapakorn,W., 2010. Economic Impact of Power Outage in Thailand: Industry perspectives. PEA, AIT, International Conference on Energy and Sustainable development: Issues and Strategies (ESD), 2-4 June, 2010, Thailand.
- Praktiknjo, A.J., A. Hähnel, Erdmann, G. 2011: Assessing energy supply security: Outage costs in private households. *Energy Policy*, Vol. 39, Issue 12, December 2011, p. 7825-7833.
- Piaszeck, S., Wenzel, L., Wolf, A. (2013) : Regional diversity in the costs of electricity outages: Results for German counties, HWI Research Paper, No. 142
- Sanghvi, A. P.; 1982; "Economic costs of electricity supply interruptions: US and foreign experience"; *Energy Economics* 4 (3):180-198.
- Serra, P. and G. Fierro; 1997; "Outage costs in Chilean industry"; *Energy Economics* 19: 417-434.
- Sullivan, M.J.,1997.Power interruption costs to industrial and commercial consumers of electricity. IEEE Transactions on Industry Applications 33 (6), 1448–1458.
- Survey Research Center; 1997; "A Survey of the Implications to California of the August 10, 1996 Western States Power Outage"; *Consultant Report for the California Energy Commission*. Disponible en <http://www.energy.ca.gov>.
- SYSTEP; 2009. "Costo de falla de larga duración en el SING, Informe Final definitivo"; *preparado para la Comisión Nacional de Energía (Chile)*.
- Reckon (2012): Desktop review and analysis of information on Value of Lost Load for RIIO-ED1 and associated work. *Report commissioned by Ofgem*.
- Tamo Tatielte,T., Kemajou, A., Diboma,B.S.,2010. Electricity Self-generation Cost for industrial Companies in Cameroon. *Energies* 2010 (3),1353–1368.
- Telson, M. L.; 1975. "The economics of alternative levels of reliability for electric power generation systems"; *The Bell Journal of Economics*; vol. 6, N° 2: 679-694.
- Tianqing,S.,Xiaohuo,X., 2009 .Relationship between the economic cost ant the reliability of the electric power supply system in city: A case in Shanghai in China. *Applied Energy*, 86; ,p. 2262–2267. (Elsevier).

Universidad de Chile e Intelis; 2012, "Consultoría Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SIC, SING, y SSMM"

Vaughan, W. J., Russell, C. S., Rodríguez, D. J. Y Darling, A. C.; 1999. "Central tendency measures of willingness to pay from referendum contingent valuation data: issues and Alternatives in project analysis"; (06/99) ENV-130; *E. Inter-American Development Bank*.

Willis, K. G. & Garrod, G. D., 1997. "Electricity supply reliability : Estimating the value of lost load," *Energy Policy*, Vol. 25(1), p. 97-103

18. 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*⁷¹” del precio de la energía bajo la siguiente forma funcional.

$$\ln(C^*_t) = \alpha + \beta * \ln(P_t) + \mu_t \quad [27]$$

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:

$$\ln(C_t) - \ln(C_{t-1}) = \delta(\ln(C^*_t) - \ln(C_{t-1})) \quad [28]$$

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 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:

$$\ln(C_t) = \delta * \ln(C^*_t) + (1 - \delta) * \ln(C_{t-1}) \quad [29]$$

⁷¹ 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.

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).

$$\ln(C_t) = \delta * (\alpha + \beta * \ln(P_t) + \mu_t) + (1 - \delta) * \ln(C_{t-1}) = \delta\alpha + \delta\beta * \ln(P_t) + (1 - \delta) * \ln(C_{t-1}) + \delta\mu_t \quad [30]$$

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]**.

19. ANEXO II – RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN

El presente anexo muestra los hallazgos clave de la encuesta realizada por Ipsos en el segundo trimestre de 2025, que evalúa el impacto del costo de falla en clientes libres del sector eléctrico. El estudio analiza la percepción de estos clientes sobre las fallas en el suministro, su satisfacción con el servicio y las estrategias que implementan para mitigar los efectos de posibles racionamientos.

a) Impacto de las Fallas:

Actividad Económica: La muestra de clientes entrevistados incluye principalmente empresas mineras y establecimientos de la industria manufacturera.

Régimen de Trabajo: La mayoría de las empresas operan de forma continua durante todo el año, con un régimen de trabajo de siete días a la semana, excepto en el sector comercial e industrial.

Consumo por Bloques Horarios: Se identificaron tres bloques horarios de consumo: 6:00 a 17:59, 18:00 a 22:59 y 23:00 a 5:59. Los resultados muestran la distribución del consumo en cada bloque según el sector económico.

Equipamiento de Respaldo: La mayoría de los clientes entrevistados (85%) cuentan con equipos de respaldo, principalmente generadores *Standby*.

Horas de Uso de Respaldo: Los equipos de respaldo permiten mantener la producción por un número variable de horas, con un promedio de 18.7 horas.

Impacto Económico: Se evaluó el impacto económico de fallas intempestivas de distinta duración (hasta 20 minutos, 1 hora, 4 horas y más de 4 horas). Se midieron el tiempo de paralización de actividades, el porcentaje de procesos paralizados, la pérdida de ventas, la recuperación de producción y los costos asociados.

En conclusión: Las empresas mineras y manufactureras son las más afectadas. La mayoría opera continuamente, pero las interrupciones impactan significativamente la producción. Cuentan con equipos de respaldo que permiten mantener la producción por un tiempo limitado.

b) Percepción del Servicio y Compensaciones:

Relación Costo-Beneficio: Se indagó sobre la percepción de los clientes respecto a la relación costo-beneficio del servicio eléctrico actual.

Calidad del Servicio: Se comparó la calidad del servicio actual con la del año 2021.

Momento de Mayor Perjuicio: Se identificó el momento del día en que una interrupción intempestiva causa mayor perjuicio, así como el mes y día de la semana de mayor impacto.

Compensación por Fallas: Se consultó a los clientes sobre su disposición a aceptar una compensación económica (descuento en la factura) por fallas en el suministro.

En conclusión: Existe preocupación sobre la relación costo-beneficio del servicio eléctrico y su calidad en comparación con años anteriores. Se identifican los momentos del día, meses y días de la semana en que los cortes son más perjudiciales.

c) Estrategias de Mitigación ante Racionamientos:

Metas de Reducción: Se propusieron diversas estrategias para disminuir el consumo de energía ante racionamientos programados, y se consultó a los clientes sobre el porcentaje en que utilizarían cada estrategia.

Arriendo de Equipos: Se indagó sobre la cantidad de equipos, capacidad y combustible necesarios en caso de optar por el arriendo de equipos electrógenos.

Sustitución de Combustible: Se consultó sobre el rendimiento y el impacto en las ventas en caso de sustituir la electricidad por otro combustible.

En conclusión, las empresas están dispuestas a implementar diversas estrategias para reducir el consumo ante racionamientos, incluyendo la autogeneración, la sustitución de combustibles y medidas de eficiencia energética. Están dispuestas a invertir un porcentaje de sus ventas en estas estrategias.

1. Resultados Generales de la encuesta a clientes libres

Considerando la distribución de la muestra de clientes entrevistados, se destaca la presencia de mineras y establecimientos vinculados a la industria manufacturera.

1.1. Distribución de la muestra según actividad económica

Los resultados serán presentados segmentados en tres sectores: "Comercial, Servicios y Otros", "Industrial" y "Minero".

Tabla 1: Distribución de la muestra según actividad económica

Actividad Económica SECTOR	"n"
TOTAL	
Industrial	31
Minería	16
Comercial, Servicios y Otros	18
TOTAL MUESTRA	65

En cuanto al ritmo de trabajo de las empresas relevadas, son empresas que en su mayoría trabajan de forma continua durante todo el año. En promedio, considerando las empresas según tipo de actividad económica, se encontró que tienen un régimen de trabajo de siete días a la semana, con excepción del Sector Comercial e Industrial, donde un número importante de estas, el régimen de trabajo de 5 días a la semana.

1.2. Régimen de trabajo

Tabla 2: Días laborales por semana Según Sector

Días laborales por semana	Total	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Base:	65	18	31	16
4	2%	0%	0%	2%
5	8%	32.5%	17%	0%
6	2%	0%	8%	0%
7	89%	67.5%	75%	98%
Promedio	6,8	6,4	6,6	6,9

Tabla 3: Turnos de trabajo establecidos por la planta Según Sector

Turnos de trabajo establecidos por la planta	Total	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Base:	65	18	31	16
1	8%	22%	21%	0%
2	42%	6%	32%	52%
3	40%	56%	35%	39%
4	5%	16%	12%	0%
5	6%	0%	0%	9%
Promedio	2,6	2,7	2,4	2,7

Tabla 4: Horas de trabajo Turno 1 Según Sector

Horas de trabajo Turno 1	Total	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Base:	65	18	31	16
7	1%	7%	2%	0%
8	55%	46%	73%	48%
9	2%	11%	4%	0%
10	1%	0%	4%	0%
12	41%	36%	18%	52%
Promedio	9,7	9.5	8,8	10,1

Tabla 5: Horas de trabajo Turno 2 Según Sector

Horas de trabajo Turno 2	Total	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Base:	54	14	24	16
5	0%	3%	0%	0%
7	1%	7%	0%	0%
8	50%	37%	61%	48%
9	1%	0%	5%	0%
10	9%	7%	7%	9%
12	39%	46%	28%	42%
Promedio	9,7	9.8	9,3	9,9

Tabla 6: Horas de trabajo Turno 3 Según Sector

Horas de trabajo Turno 3	Total	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Base:	33	12	15	6
8	65%	48%	83%	61%
9	3%	7%	8%	0%
10	2%	0%	8%	0%
12	30%	45%	0%	39%
Promedio	9,3	9.9	8,2	9,6

Tabla 7: Horas de trabajo Turno 4 Según Sector

Horas de trabajo Turno 4	Total	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Base:	7	3	3	1
8	30%	0%	100%	0%
12	70%	100%	0%	100%
Promedio	10,8	12,0	8,0	12,0

Otro de los aspectos relevantes es el referido al consumo de energía por bloques horarios. Dado un día cualquiera, se definieron tres bloques: el primero abarca de 6:00 a 17:59 horas, el segundo bloque de 18:00 a 22:59 horas y el tercero de 23:00 a 5:59 horas.

1.3. Distribución del consumo de energía por bloques horarios

Tabla 8: % Consumo en Bloque 1: de 06:00 a 17:59 horas Según Sector

% Consumo en Bloque 1: de 06:00 a 17:59 horas	Total	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Base:	65	18	31	16
10%	0%	5%	0%	0%
20%	0%	4%	0%	0%
30%	0%	5%	0%	0%
33%	20%	0%	6%	28%
34%	21%	0%	7%	30%
35%	2%	0%	8%	0%
40%	5%	5%	17%	0%
44%	0%	5%	0%	0%
48%	4%	0%	14%	0%
50%	14%	19%	15%	13%
51%	18%	0%	0%	28%
55%	0%	0%	2%	0%
60%	0%	0%	2%	0%
65%	1%	0%	4%	0%
70%	5%	34%	6%	0%
73%	1%	0%	4%	0%
80%	1%	0%	4%	0%
90%	1%	5%	3%	0%
95%	0%	5%	0%	0%
100%	4%	11%	9%	0%
Promedio	46,3	61,6	54,4	40,6

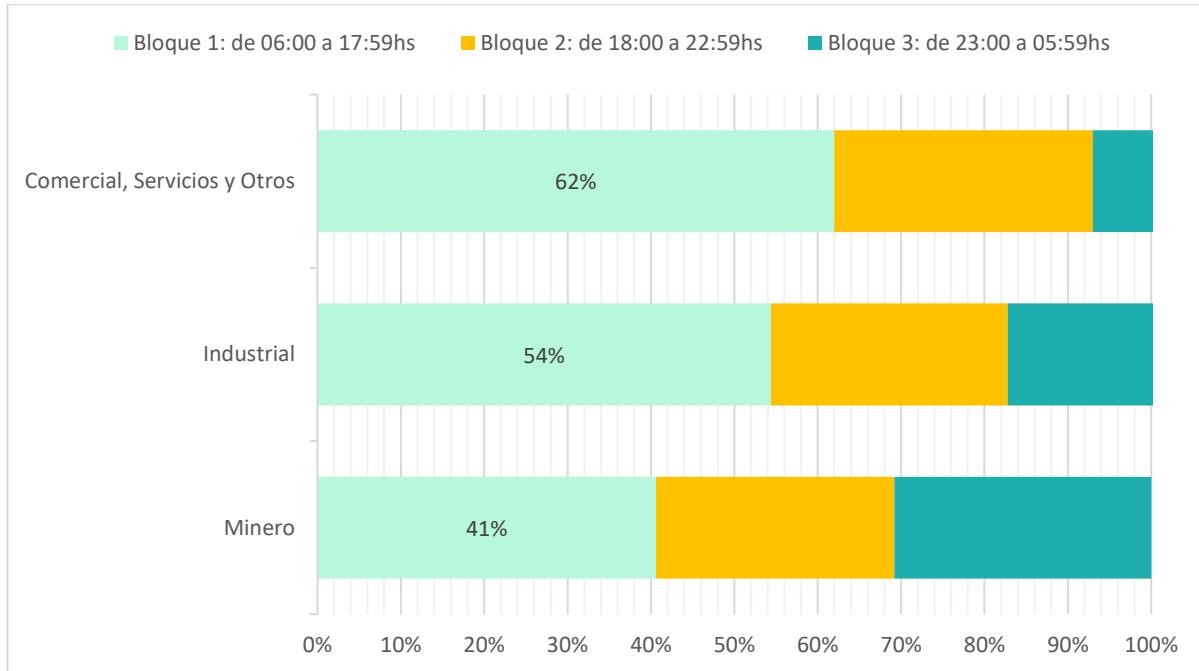
Tabla 9: % Consumo en Bloque 2: de 18:00 a 22:59 horas Según Sector

% Consumo en Bloque 2: de 18:00 a 22:59 horas	Total	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Base:	65	18	31	16
0%	1%	5%	2%	0%
1%	0%	0%	2%	0%
4%	0%	5%	0%	0%
5%	2%	0%	6%	0%
7%	0%	5%	0%	0%
10%	1%	0%	3%	0%
11%	0%	0%	2%	0%
16%	1%	0%	4%	0%
17%	0%	0%	2%	0%
20%	9%	34%	19%	1%
21%	24%	0%	22%	28%
23%	0%	5%	0%	0%
25%	8%	0%	0%	12%
30%	5%	11%	16%	0%
33%	35%	0%	13%	49%
34%	6%	0%	0%	9%
40%	3%	19%	4%	0%
60%	0%	4%	0%	0%
80%	0%	5%	0%	0%
100%	3%	5%	8%	0%
Promedio	28,8	31,4	28,4	28,6

Tabla 10: % Consumo en Bloque 3: de 23:00 a 05:59 horas Según Sector

% Consumo en Bloque 3: de 23:00 a 05:59 horas	Total	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Base:	65	18	31	16
0%	3%	5%	9%	0%
1%	0%	5%	0%	0%
3%	0%	5%	0%	0%
5%	1%	0%	4%	0%
10%	5%	53%	2%	0%
11%	1%	0%	4%	0%
15%	1%	0%	4%	0%
20%	3%	9%	8%	0%
25%	8%	0%	0%	12%
28%	18%	0%	2%	28%
29%	2%	0%	8%	0%
30%	3%	11%	4%	1%
33%	32%	5%	23%	40%
34%	14%	0%	6%	19%
35%	2%	0%	8%	0%
39%	0%	0%	2%	0%
40%	3%	0%	9%	0%
45%	0%	0%	2%	0%
100%	3%	5%	8%	0%
Promedio	29,9	17,8	32,0	30,8

Gráfico 1: % Consumo en diferentes bloques de trabajo Según Sector



Otro de los aspectos indagados se refiere a la disponibilidad de equipamientos de respaldo. A continuación, la tabla muestra el stock de equipamientos detectados, por tipo de equipamiento y según actividad económica de los clientes entrevistados.

1.4. Equipamiento de respaldo que poseen los clientes entrevistados

¿La planta / faena / sede / oficina tiene equipos de respaldo (no considerar equipos de autogeneración)?

Gráfico 2: Equipamiento de respaldo que poseen los clientes entrevistados Según Sector

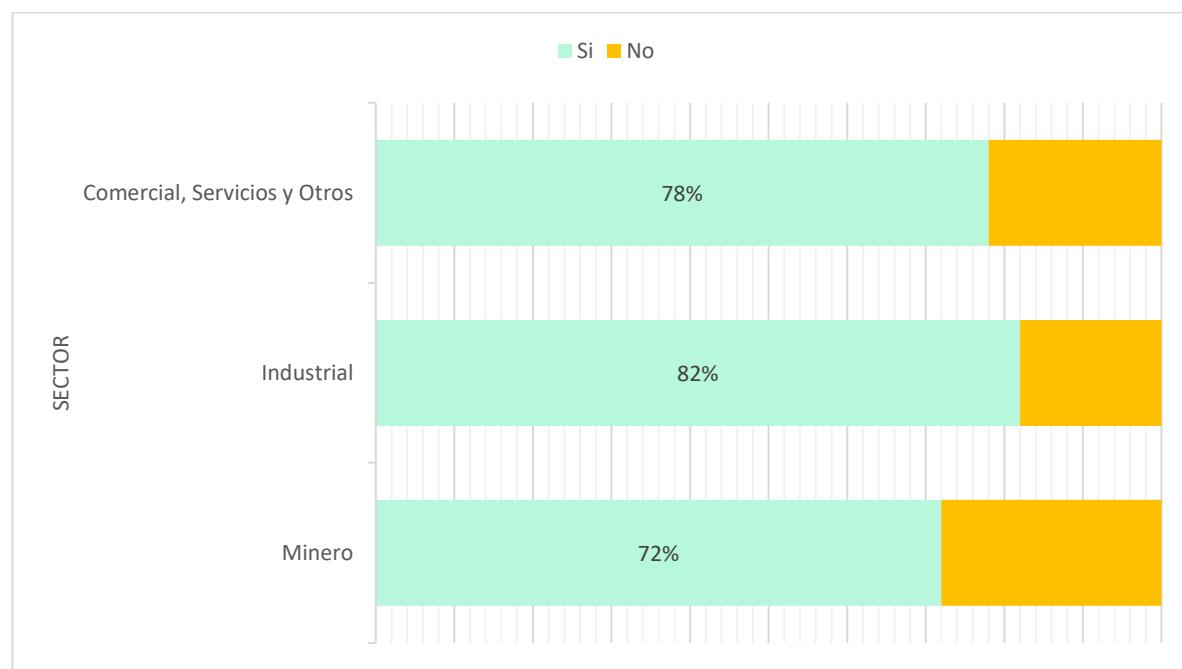


Tabla 11: Equipo o grupo electrógeno (generador Stand by) Según Sector

Equipo o grupo electrógeno (generador Stand by)	Total	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Base:	50	14	23	13
Si	85%	93%	78%	87%
No	15%	7%	22%	13%

Luego, en cuanto a las horas de uso de estos equipamientos que podrían mantener la producción del establecimiento, se encontraron los siguientes resultados:

1.5. Horas de uso de los equipamientos de respaldo que permitirían mantener la producción

Tabla 12: Número de horas de uso de equipo o grupo electrógeno (generador Stand by) Según Sector

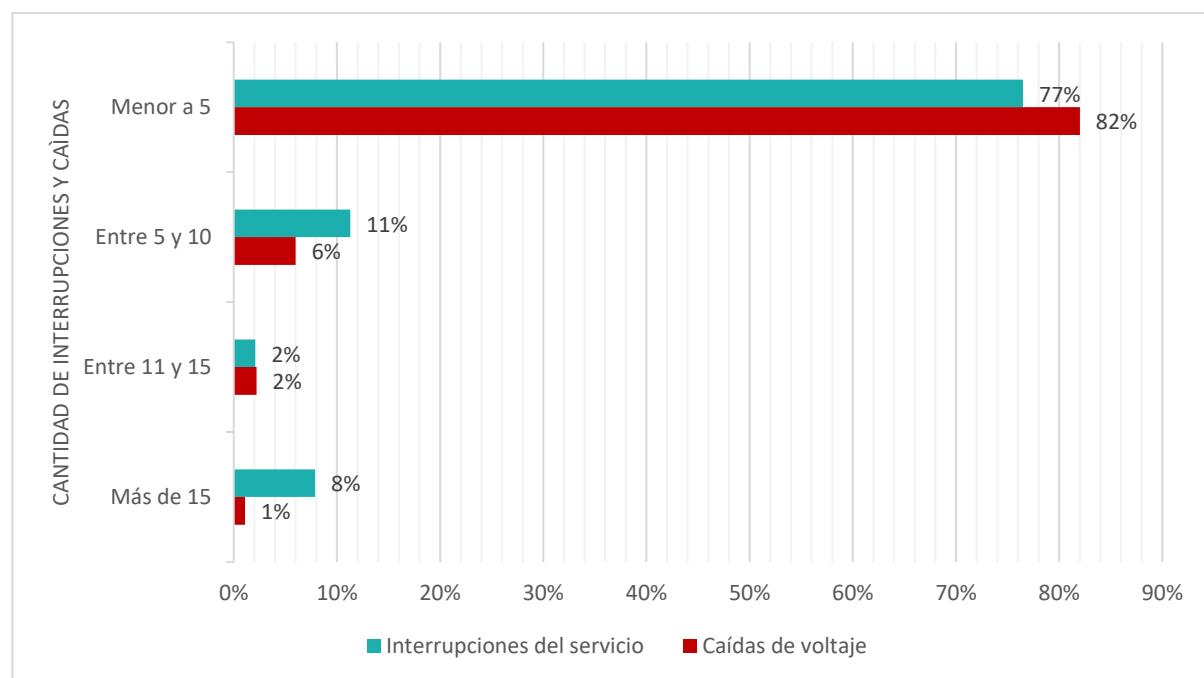
Número de horas de uso de equipo o grupo electrógeno (generador Stand by)	Total	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Base:	46	13	21	12
1	28%	0%	0%	45%
4	1%	0%	5%	0%
5	2%	0%	9%	0%
6	3%	15%	6%	0%
7	1%	0%	0%	1%
8	17%	7%	17%	18%
10	6%	7%	18%	0%
12	1%	8%	0%	0%
24	18%	7%	21%	19%
48	2%	15%	3%	0%
50	2%	0%	6%	0%
72	4%	22%	6%	0%
86	2%	0%	6%	0%
99	9%	0%	0%	15%
170	1%	0%	3%	0%
200	1%	0%	0%	2%
No sabe	2%	18%	0%	0%
Promedio	18,7	34,2	27,5	11,6

A continuación, se describen los resultados obtenidos con respecto a la calidad del servicio percibida por los clientes entrevistados. En primer término, se consultó cuántas interrupciones experimentó la empresa durante el año 2023.

A continuación, se presentan estos resultados.

1.6. Cantidad de interrupciones durante el último año

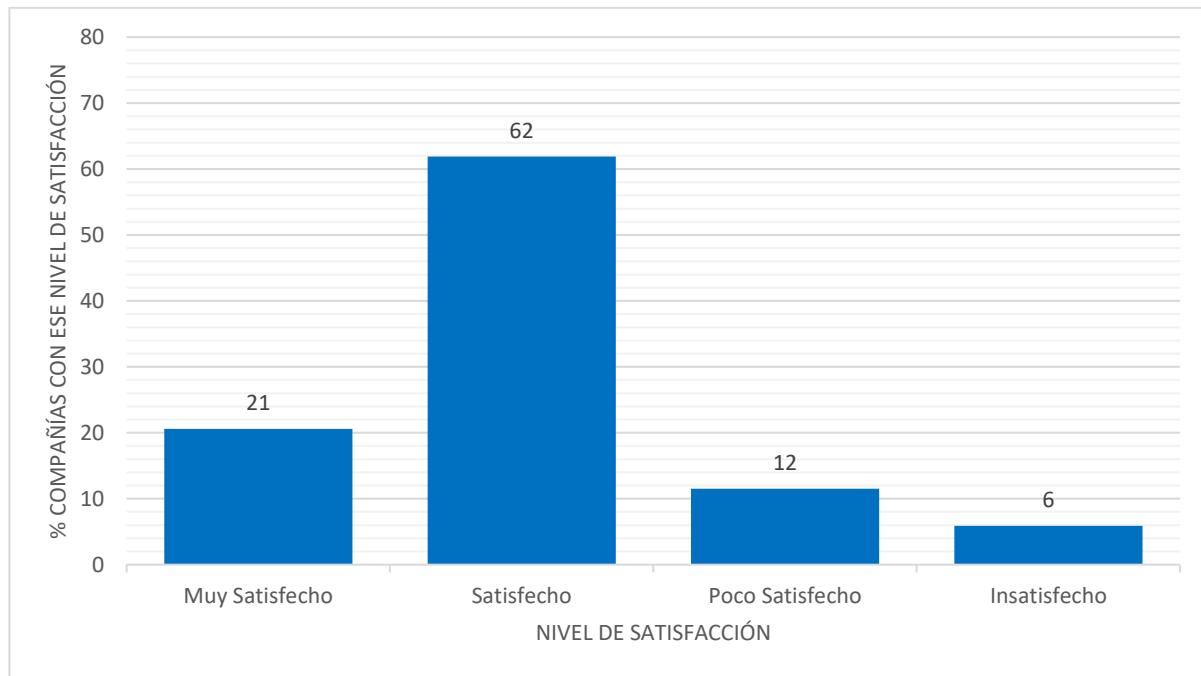
Gráfico 3: Cantidad de interrupciones durante el último año



Por otra parte, se indagó con respecto a la satisfacción con respecto a la continuidad del servicio eléctrico,

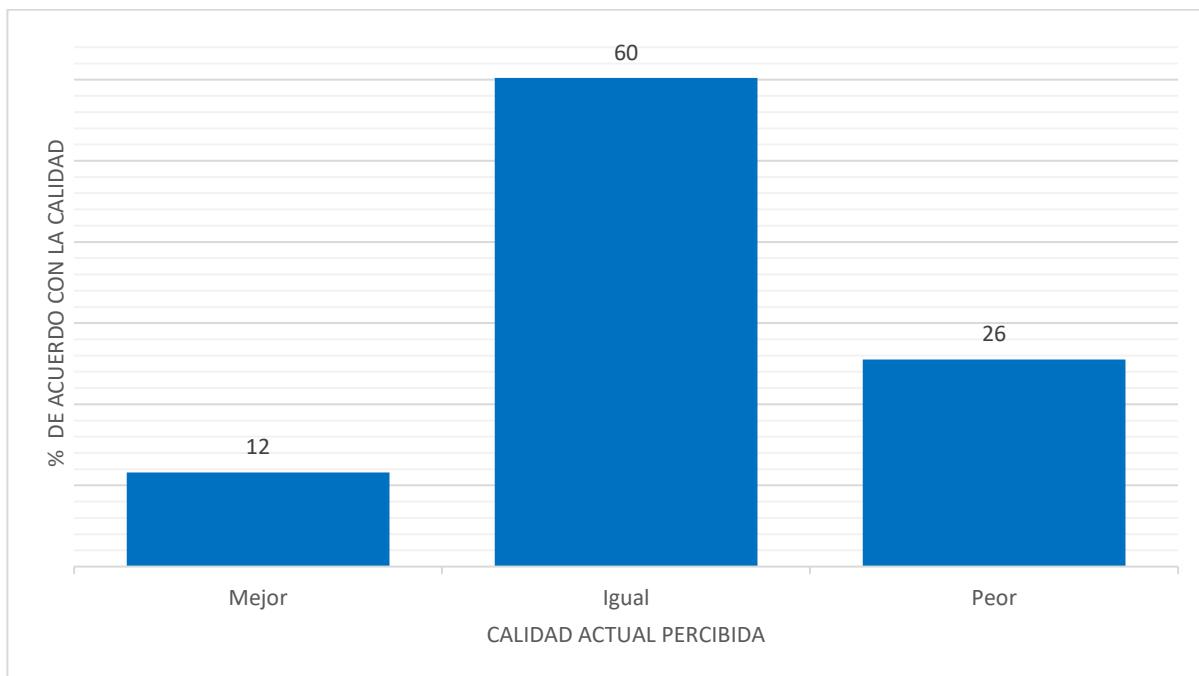
1.7. Satisfacción con respecto a la continuidad del servicio eléctrico

Gráfico 4: Satisfacción con respecto a la continuidad del servicio eléctrico



1.8. Calidad actual del servicio con respecto a la del año 2021

Gráfico 5: Calidad actual del servicio con respecto a la del año 2021



Otra de las inquietudes que se indagó en las encuestas está relacionada con el momento del día que resulta más perjudicial si se produce una interrupción intempestiva del servicio eléctrico. A cada cliente entrevistado se solicitó que indique el rango horario de mayor perjuicio. De este modo, para cada hora del día, es posible conocer qué cantidad -y qué porcentaje- de los clientes señaló esa hora como de mayor daño en caso de interrupción.

La actividad de la empresa, ¿sufrirá un impacto diferente dependiendo de la hora del día, día, semana, mes del año en que se produce una falla?

Tabla 13: Sufrirá un impacto Según Sector

Sufrirá un impacto	Total	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Base:	65	18	31	16
Si	41%	89%	51%	29%
No	59%	11%	49%	71%

¿Cuál es el mes del año en que un corte intempestivo produce más daño/impacto?

Tabla 14: Mes del año Según Sector

Mes del año	Total	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Base:	39	16	19	4
Enero	3%	0%	9%	0%
Febrero	5%	0%	14%	0%
Marzo	12%	30%	18%	0%
Abril	1%	0%	3%	0%
Junio	8%	24%	3%	4%
Julio	9%	23%	14%	0%
Octubre	3%	0%	8%	0%
Diciembre	17%	0%	8%	32%
Ninguno en particular	42%	23%	23%	64%

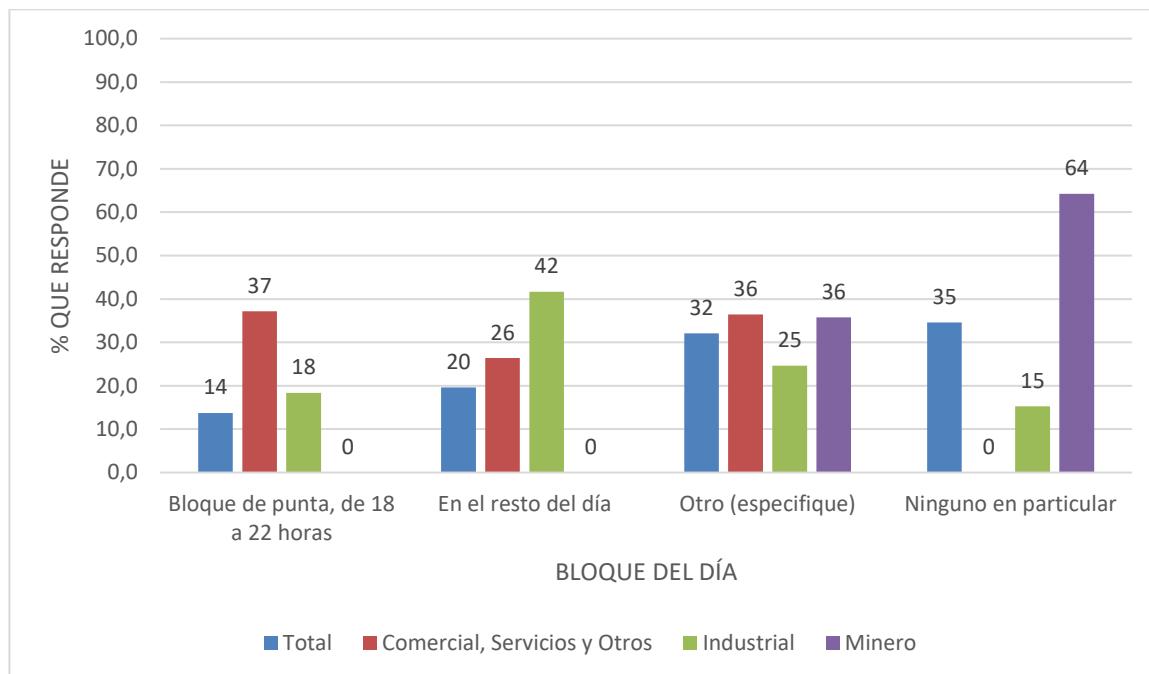
Y ¿Cuál es el día de la semana en que un corte intempestivo produce más daño/impacto?

Tabla 15: Día de la semana Según Sector

Día de la semana	Total	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Base:	39	16	19	4
Lunes	17%	62%	14%	0%
Martes	4%	0%	11%	0%
Miércoles	2%	0%	6%	0%
Viernes	8%	0%	18%	4%
Sábado	1%	6%	0%	0%
Ninguno en particular	68%	33%	51%	96%

Y ¿en qué momento del día, un corte intempestivo del servicio eléctrico produciría más daño/impacto en la actividad de la empresa?

Gráfico 6: Bloque horario en que un corte produciría más daño/impacto Según Sector



Uno de los aspectos principales que abarcó la encuesta se refiere al efecto económico que tienen las fallas intempestivas sobre el proceso productivo de cada cliente. Al respecto, 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. Al respecto, la tabla que se presenta a continuación presenta los resultados obtenidos.

1.9. Impacto económico de fallas intempestivas de distinta duración

Tabla 16: Efecto de una interrupción intempestiva sobre el proceso productivo

Efecto de una interrupción intempestiva sobre el proceso productivo	Hasta 20 minutos	Hasta 1 hora	Hasta 4 horas	Más de 4 horas
Tiempo de Paralización de las Actividades (horas) (promedio)	13,0%	12,5%	13,2%	15,2%

2. Información General

A continuación, se detalla la información obtenida desde la pregunta N°1 del cuestionario: *Para iniciar, me podría responder estas preguntas considerando la información del último balance de esta planta / faena / sede / oficina de la empresa que fue seleccionada para esta entrevista.*

2.1. Venta o ingresos operativos totales año 2023 y Costos Operativos Totales 2023 según Sector Comercial

Tabla 17: Ventas y Costos Totales

Sector	Ventas o ingresos operativos	Costos operativos
Comercial, Servicios y Otros	248.820.247	231.094.731
Industrial	2.124.576.118	2.554.089.420
Minero	2.210.391.473	2.123.718.769
Total	4.583.787.838	4.908.902.920

Base de cálculo: a partir de respuestas completas de Ingreso y Costos. Se respetan los valores declarados por los entrevistados

2.2. Cantidad de Personal según Sector Comercial durante el año 2023

Tabla 18: Cantidad de Personal según Sector Comercial durante el año 2023 Según Sector

Sector	Personal Gerencia (Cant. Prom. Pers.)	Personal administrativo excluyendo Gerencia (Cant. Prom. Pers.)	Personal / Mano de obra de producción o servicio (Cant. Prom. Pers.)	Personal de mantenimiento y servicios (Cant. Prom. Pers. Incluido personal de limpieza y aseo)	Promedio Total (Cant. Prom. Pers.)
Total	9	96	470	228	803
Comercial, Servicios y Otros	12	235	485	127	859
Industrial	7	88	237	88	420
Minero	10	79	593	320	1.001

2.3. Remuneraciones Total año 2023 según Sector Comercial

Tabla 19: Remuneraciones Total año 2023 Según Sector

Sector	Remuneración total del año 2023 para personal administrativo y gerencia (Cant. Prom. Pers.) (Miles de Pesos (\$)) Promedio	Remuneración total del año 2023 para personal mano de obra producción, mantenimiento y servicios (Miles de Pesos (\$)) Promedio	Promedio Total (Miles de Pesos (\$)) Promedio)
Total	64.377.507	89.531.296	153.908.803
Comercial, Servicios y Otros	259.731.035	306.361.202	566.092.237
Industrial	60.641.288	85.900.752	146.542.040
Minero	50.600.413	73.930.658	124.531.071

Tabla 20: Remuneración total año 2023 (mano de obra producción, mantenimiento y servicios) Segundo Sector

Sector	Remuneración total año 2023 (mano de obra producción, mantenimiento y servicios)
Comercial, Servicios y Otros	2.077.848.282
Industrial	1.902.095.895
Minero	1.003.878.983
Total	4.983.823.160

Base de cálculo: a partir de respuestas completas de remuneraciones. Se respetan los valores declarados por los entrevistados

2.4. Horas Laborales según Sector Comercial

Tabla 21: Cuál es la cantidad de días laborables por semana Según Sector

Sector	Total	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Base:	65	18	31	16
4	2%	0%	0%	2%
5	8%	33%	17%	0%
6	2%	0%	8%	0%
7	89%	68%	75%	98%
Promedio	6,8	6.4	6,6	6,9

Tabla 22: Cuántos Turnos de trabajo están establecidos en su planta Según Sector

Sector	Total	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Base:	65	18	31	16
1	8%	22%	21%	0%
2	42%	6%	32%	52%
3	40%	56%	35%	39%
4	5%	16%	12%	0%
5	6%	0%	0%	9%
Promedio	2,6	2.7	2,4	2,7

Tabla 23: Cuantas Horas de trabajo según turno 1 Según Sector

Horas de trabajo Turno 1 Sector	Total	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Base:	65	18	31	16
7	1%	7%	2%	0%
8	55%	46%	73%	48%
9	2%	11%	4%	0%
10	1%	0%	4%	0%
12	41%	36%	18%	52%
Promedio	9,7	9,5	8,8	10,1

Tabla 24: Cuantas Horas de trabajo según turno 2 Según Sector

Horas de trabajo Turno 2 Sector	Total	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Base:	54	14	24	16
5	0%	3%	0%	0%
7	1%	7%	0%	0%
8	50%	37%	61%	48%
9	1%	0%	5%	0%
10	9%	7%	7%	9%
12	39%	46%	28%	42%
Promedio	9,7	9,8	9,3	9,9

Tabla 25: Cuantas Horas de trabajo según turno 3 Según Sector

Horas de trabajo Turno 3 Sector	Total	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Base:	33	12	15	6
8	65%	48%	83%	61%
9	3%	7%	8%	0%
10	2%	0%	8%	0%
12	30%	45%	0%	39%
Promedio	9,3	9,9	8,2	9,6

Tabla 26: Cuantas Horas de trabajo según turno 4 Según Sector

Horas de trabajo Turno 4 Sector	Total	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Base:	7	3	3	1
8	30%	0%	100%	0%
12	70%	100%	0%	100%
Promedio	10,8	12,0	8,0	12,0

A continuación, se detalla la información obtenida desde la pregunta N°4 y N°5 del cuestionario: *Ahora hablaremos del destino de la producción. ¿Me podría decir si los productos / servicios que producen en la planta / faena / sede / oficina, se exportan? -o- ¿Qué porcentaje de los productos / servicios que produce esta planta / faena / sede / oficina se exporta?*

2.5. Destino de la producción

El 75% declara que los productos se exportan a nivel total y el 79,3% de lo producido es exportado.

Tabla 27: Exportación de productos Según Sector

Sector	¿Los productos / servicios que producen en la planta / faena / sede / oficina, se exportan? % Sí	% que se exporta
Total	75%	79,3%
Comercial, Servicios y Otros	11%	7,5%
Industrial	62%	80,0%
Minero	91%	85,7%

3. Características del Servicio Eléctrico que utiliza la Planta / Faena /Sede / Oficina

A continuación, se detalla la información obtenida desde la pregunta N°5 del cuestionario: *Ahora quisiera que me pudiera indicar la siguiente información:*

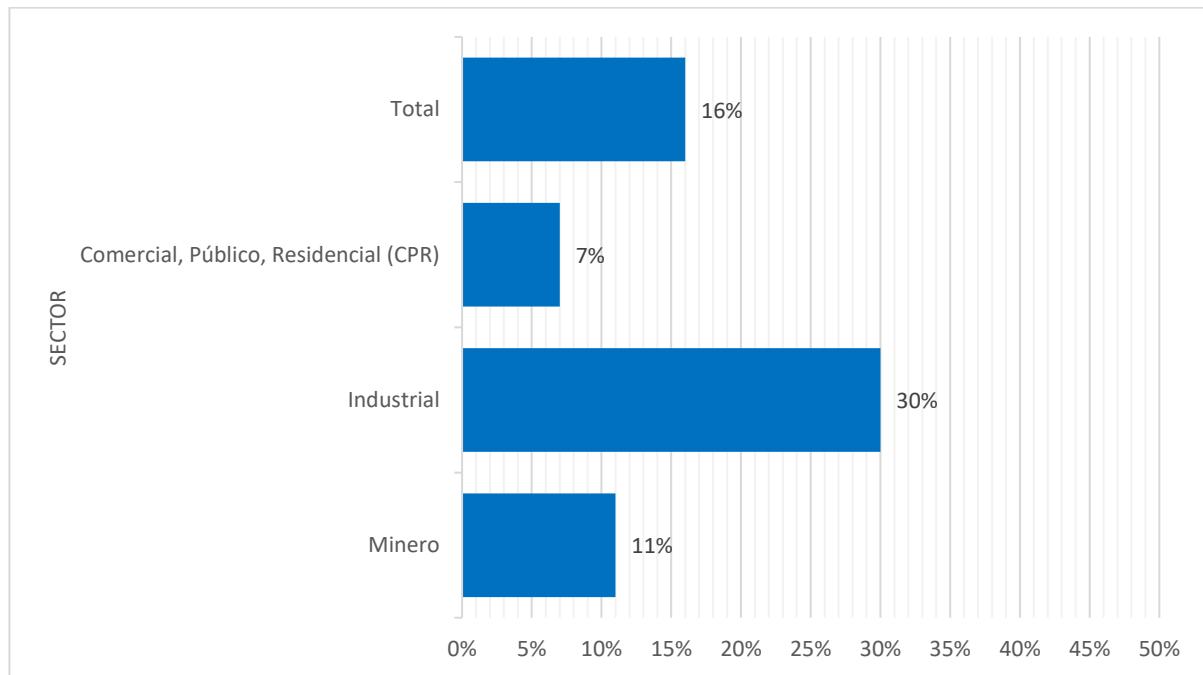
Tabla 28: Capacidad conectada A NIVEL TOTAL

Considerando todas las empresas suministradoras de electricidad. ¿Cuál es la Capacidad conectada total de la planta / faena / sede / oficina? kW	Considerando todas las empresas suministradoras de electricidad. ¿Cuál es la Capacidad contratada total con proveedor? kW
1.023.756	66.585

A continuación, se detalla la información obtenida desde la pregunta N°6 del cuestionario: *¿Es esta compañía auto-productor de energía?*

3.1. Porcentaje de compañías auto-productoras de energía según sector comercial

Gráfico 7: Porcentajes de compañías auto-productoras Según Sector



A continuación, se detalla la información obtenida desde la pregunta N°6.1 del cuestionario: *¿Cuál es el tipo de autogeneración con el que cuenta?*

3.2. Porcentaje del Tipo de autogeneración según sector comercial

Tabla 29: Porcentaje del Tipo de autogeneración según sector comercial Según Sector

Sector	Solar	Diesel	Eólica	Otro
Total	39,5%	33,7%	0,0%	26,8%
Comercial, Servicios y Otros	26,3%	73,7%	0,0%	0,0%
Industrial	0,0%	49,4%	0,0%	50,6%
Minero	89,8%	10,2%	0,0%	0,0%

A continuación, se detalla la información obtenida desde la pregunta N°7 del cuestionario: *Ahora, ¿me podría indicar lo siguiente?*

3.3. Energía autogenerada para consumo propio en \$ según sector comercial

Tabla 30: Energía autogenerada para consumo propio en \$ Según Sector

Sector	Energía autogenerada 2023 (kWh)	Costo de combustible (Pesos \$)	Arriendo de Equipos (Pesos \$)	Personal Externo (Pesos \$)	Otros costos (Pesos \$)	Total (Pesos \$)
Total	6.981.446	24.626.929	0	0	0	31.608.375
Comercial, Servicios y Otros	-	-	-	-	-	-
Industrial	12.573.737	38.241.998	0	0	0	50.815.735
Minero	40.243	9.909.826	0	0	0	9.950.069

A continuación, se detalla la información obtenida desde la pregunta N°8 del cuestionario: *Y considerando un día de actividad típico del establecimiento, ¿me podría indicar el porcentaje de consumo de energía eléctrica por bloques horarios?*

3.4. Porcentaje de consumo de energía eléctrica por bloques horarios según sector comercial

Tabla 31: % Consumo en Bloque 1: de 06:00 a 17:59 horas Sector Según Sector

% Consumo en Bloque 1: de 06:00 a 17:59 horas Sector	Total	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Base:	65	18	31	16
10%	0%	5%	0%	0%
20%	0%	4%	0%	0%
30%	0%	5%	0%	0%
33%	20%	0%	6%	28%
34%	21%	0%	7%	30%
35%	2%	0%	8%	0%
40%	5%	5%	17%	0%
44%	0%	5%	0%	0%
48%	4%	0%	14%	0%
50%	14%	19%	15%	13%
51%	18%	0%	0%	28%
55%	0%	0%	2%	0%
60%	0%	0%	2%	0%
65%	1%	0%	4%	0%
70%	5%	34%	6%	0%
73%	1%	0%	4%	0%
80%	1%	0%	4%	0%
90%	1%	5%	3%	0%
95%	0%	5%	0%	0%
100%	4%	11%	9%	0%
Promedio	46,3	61,6	54,4	40,6

El horario diurno (06:00-17:59 horas) es crítico para la demanda eléctrica, especialmente para actividades comerciales, públicas y residenciales, lo que sugiere la necesidad de mayor capacidad de generación durante estas horas peak.

Minería: Sector más orientado al consumo nocturno (aprovecha tarifas menores).

Ambos sectores muestran patrones de consumo que reflejan estrategias operacionales específicas más que dependencia de horarios comerciales tradicionales.

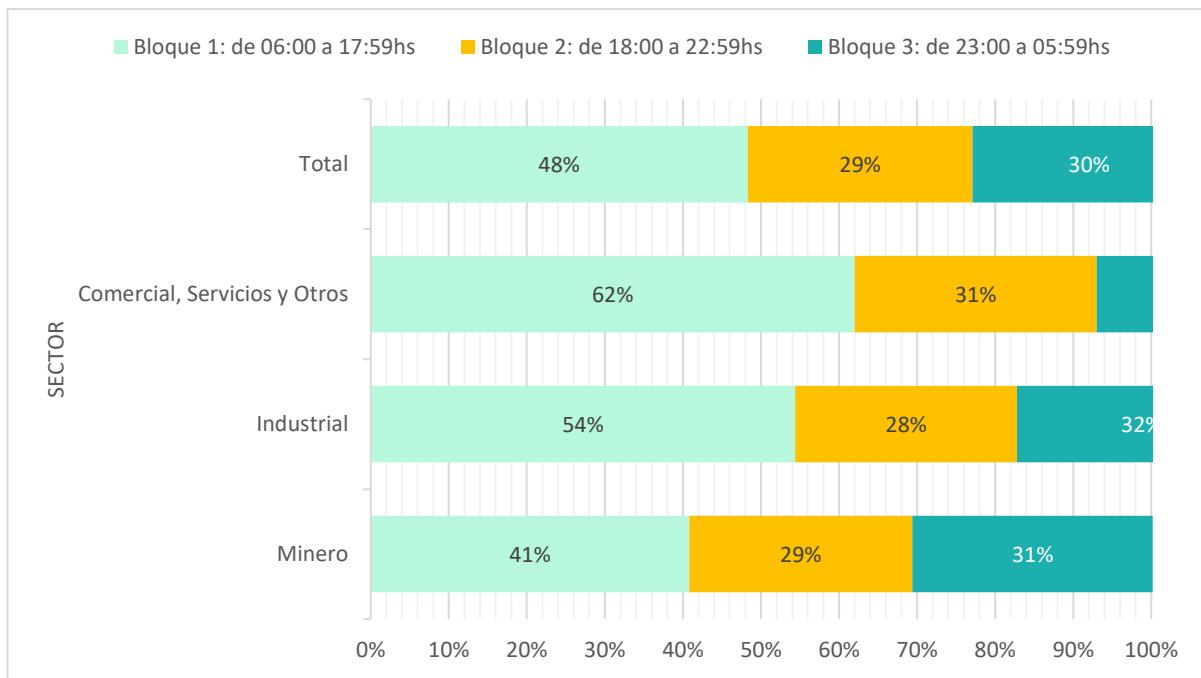
Tabla 32: % Consumo en Bloque 2: de 18:00 a 22:59 horas Según Sector

% Consumo en Bloque 2: de 18:00 a 22:59 horas Sector	Total	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Base:	65	18	31	16
0%	1%	5%	2%	0%
1%	0%	5%	2%	0%
4%	0%	5%	0%	0%
5%	2%	5%	6%	0%
7%	0%	5%	0%	0%
10%	1%	5%	3%	0%
11%	0%	5%	2%	0%
16%	1%	5%	4%	0%
17%	0%	5%	2%	0%
20%	9%	5%	19%	1%
21%	24%	5%	22%	28%
23%	0%	5%	0%	0%
25%	8%	5%	0%	12%
30%	5%	5%	16%	0%
33%	35%	5%	13%	49%
34%	6%	5%	0%	9%
40%	3%	5%	4%	0%
60%	0%	5%	0%	0%
80%	0%	5%	0%	0%
100%	3%	5%	8%	0%
Promedio	28,8	31.4	28,4	28,6

Tabla 33: % Consumo en Bloque 3: de 23:00 a 05:59 horas Según Sector

% Consumo en Bloque 3: de 23:00 a 05:59 horas Sector	Total	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Base:	65	18	31	16
0%	3%	5%	9%	0%
1%	0%	5%	0%	0%
3%	0%	5%	0%	0%
5%	1%	0%	4%	0%
10%	5%	53%	2%	0%
11%	1%	0%	4%	0%
15%	1%	0%	4%	0%
20%	3%	9%	8%	0%
25%	8%	0%	0%	12%
28%	18%	0%	2%	28%
29%	2%	0%	8%	0%
30%	3%	11%	4%	1%
33%	32%	5%	23%	40%
34%	14%	0%	6%	19%
35%	2%	0%	8%	0%
39%	0%	0%	2%	0%
40%	3%	0%	9%	0%
45%	0%	0%	2%	0%
100%	3%	5%	8%	0%
Promedio	29,9	17,8	32,0	30,8

Gráfico 8: Segundo Bloque horario y Segundo Sector



A continuación, se detalla la información obtenida desde la pregunta N°9 y 10 del cuestionario: *¿La planta / faena / sede / oficina tiene equipos de respaldo (no considerar equipos de autogeneración)?— o-- ¿Me podría indicar qué tipo de respaldo tienen?.*

3.5. Tenencia de equipos de respaldo, tipo de equipo según sector comercial

¿La planta / faena / sede / oficina tiene equipos de respaldo (no considerar equipos de autogeneración)?

Gráfico 9: Tenencia de equipos de respaldo, tipo de equipo Según Sector

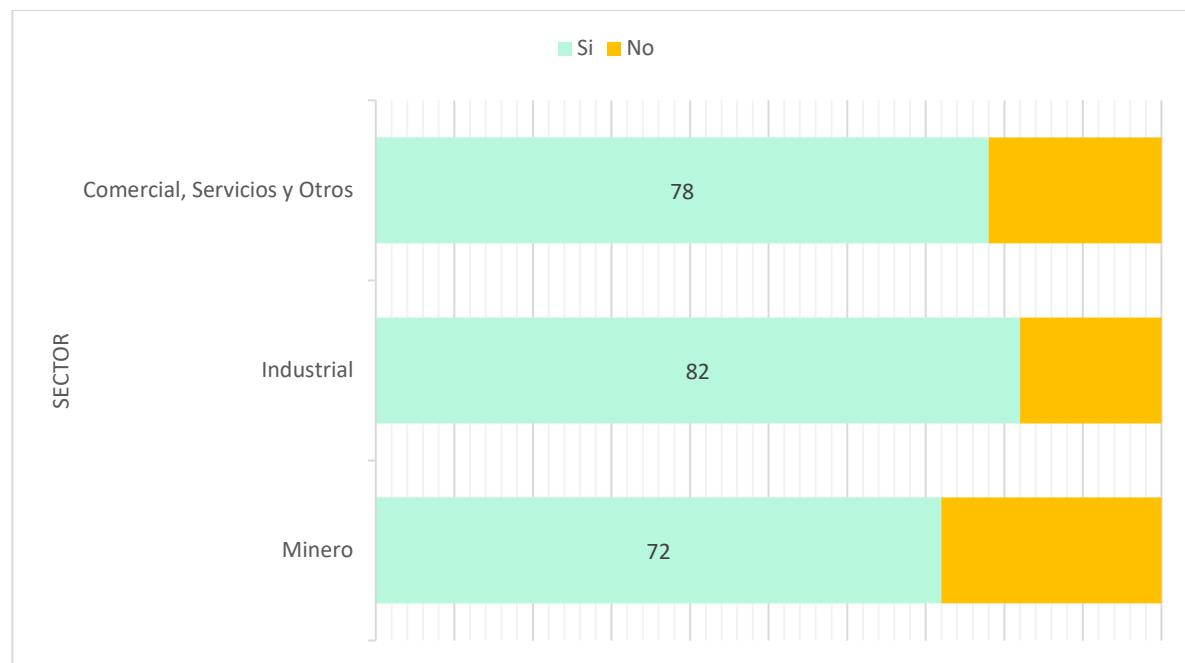


Tabla 34: Equipo o grupo eléctrico (generador Stand by) Según Sector

Equipo o grupo eléctrico (generador Stand by)	Total	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Base:	50	14	23	13
Si	85%	93%	78%	87%
No	15%	7%	22%	13%

Las marcas declaradas de los equipos se muestran a continuación:

Tabla 35: Marcas de Equipo o grupo electrógeno (generador Stand by)

Marca declarada	Cantidad
CUMMINS	21%
FG WILSON	21%
CATERPILLAR	21%
WORTHINGTON	7%
DIPERK	7%
DETROIT DIESEL	7%
Sin Respuesta	14%
Total general	100%

Nota: La base de cálculo es de 14 entrevistas.

Todos estos equipos utilizan Diesel como combustible y en el 57% de los casos son utilizados no son utilizados para los procesos productivos.

Quienes lo usan para la producción son las empresas del sector industrial

Para el caso de UPS y Baterías las muestras son pequeñas así que no es recomendable exponer resultados de orden cuantitativo.

A continuación, se detalla la información obtenida desde la pregunta N°10 y 11 del cuestionario: *¿Me podría indicar qué tipo de respaldo tienen? -o- Y durante cuántas horas de uso continuo pueden abastecer de carga la planta / faena / sede / oficina.*

3.6. Horas de uso continuo de equipo de respaldo según tipo de equipo

Tabla 36: Número de horas de uso de equipo o grupo electrógeno (generador Stand by) Según Sector

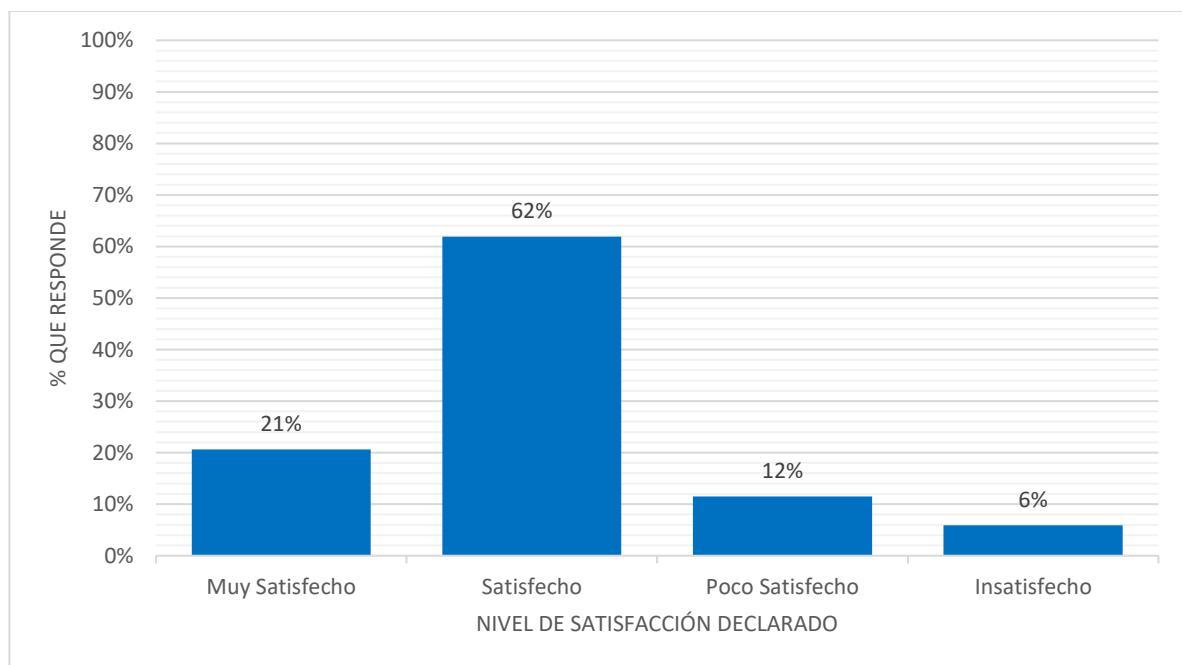
Número de horas de uso de equipo o grupo electrógeno (generador Stand by)	Total	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Base:	46	13	21	12
1	28%	0%	0%	45%
4	1%	0%	5%	0%
5	2%	0%	9%	0%
6	3%	15%	6%	0%
7	1%	0%	0%	1%
8	17%	7%	17%	18%
10	6%	7%	18%	0%
12	1%	8%	0%	0%
24	18%	7%	21%	19%
48	2%	15%	3%	0%
50	2%	0%	6%	0%
72	4%	22%	6%	0%
86	2%	0%	6%	0%
99	9%	0%	0%	15%
170	1%	0%	3%	0%
200	1%	0%	0%	2%
No sabe	2%	18%	0%	0%
Promedio	18,7	34,2	27,5	11,6

4. Información sobre Calidad del Servicio

A continuación, se detalla la información obtenida desde la pregunta N°15 del cuestionario: *Ahora, considerando su percepción, ¿cómo calificaría su satisfacción con respecto a la continuidad del servicio eléctrico?*

4.1. Relación Costo-Beneficio

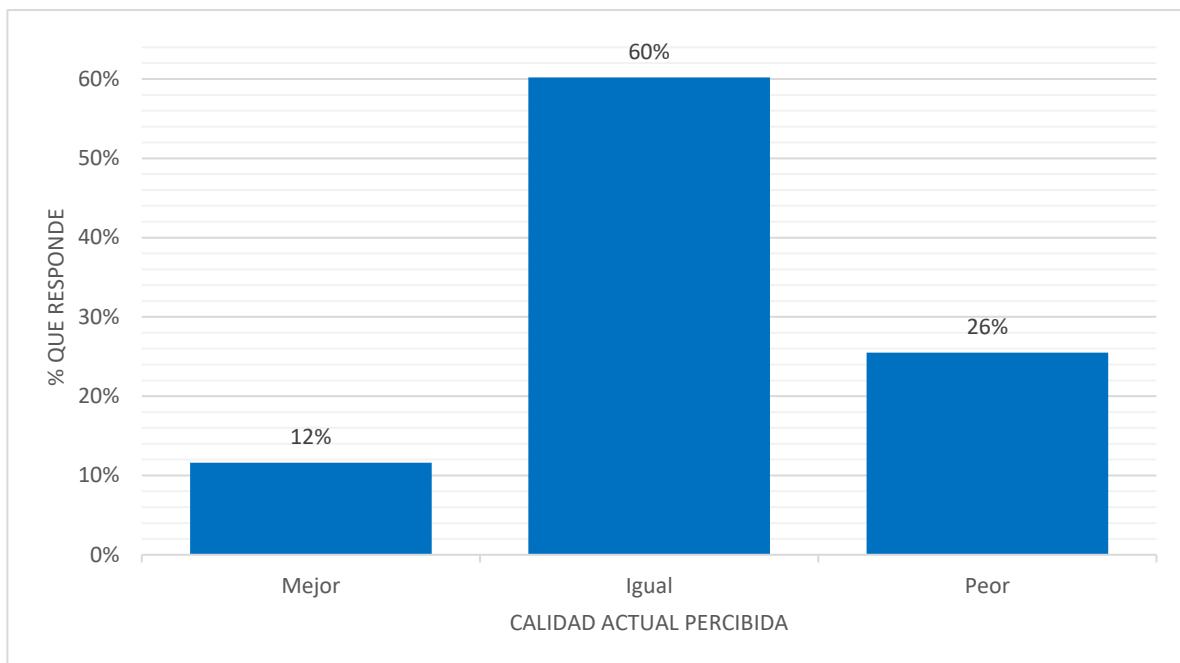
Gráfico 10: Relación Costo-Beneficio



A continuación, se detalla la información obtenida desde la pregunta N°16 del cuestionario: Y en comparación con la calidad que tenía el servicio hace 4 años (año 2021), ¿cómo diría Ud. que está hoy?

4.2. Calidad actual del servicio con respecto a la del año 2021

Gráfico 11: Calidad actual del servicio con respecto a la del año 2021



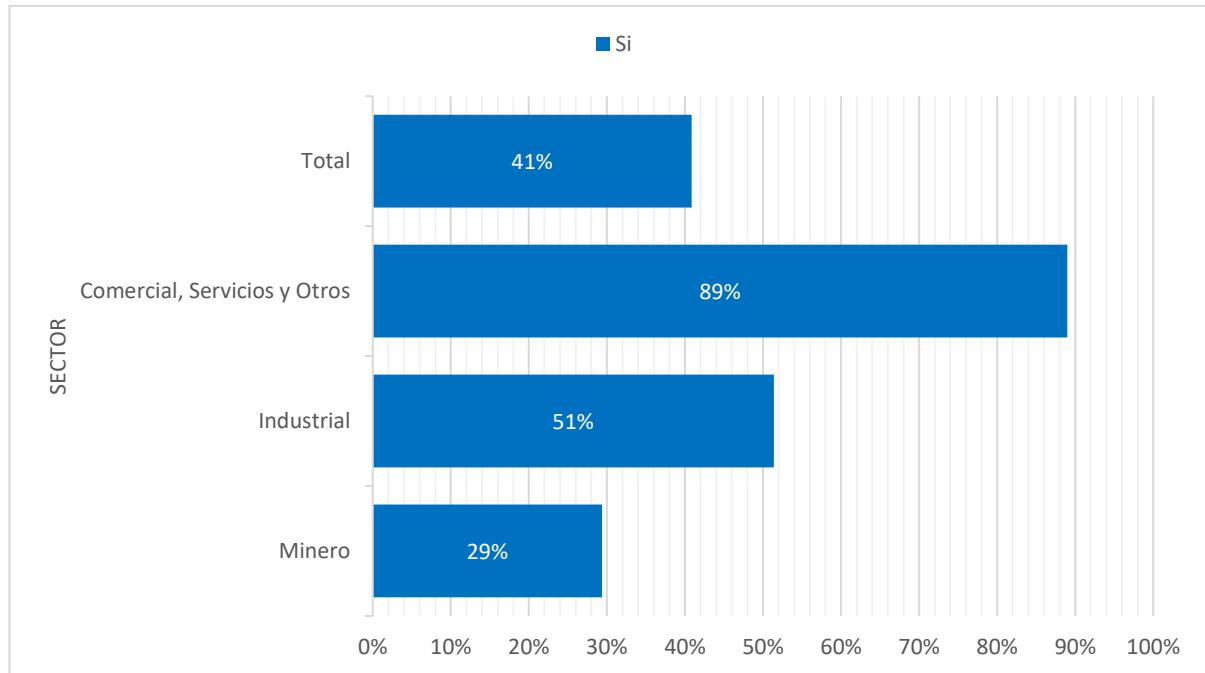
5. Actividad Productiva de la Empresa

A continuación, se detalla la información obtenida desde la pregunta N°17 del cuestionario: *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.*

La actividad de la empresa, ¿sufrirá un impacto diferente dependiendo de la hora del día, día, semana, mes del año en que se produce una falla?

5.1. Porcentaje de empresas que Sí sufren impacto diferente dependiente del mes del año, según sector comercial

Gráfico 12: Empresas que Sí sufren impacto diferente dependiente del mes del año Según Sector



Un 41% de las empresas declaran que sufrirá un impacto diferente dependiendo de la hora del día, día, semana, mes del año en que se produce una falla. Para el sector Minero, un 29% de ellas declara esta situación.

Al revisar la comparación entre sectores, el sector minero es el que declara mayormente el efecto que esto tendría.

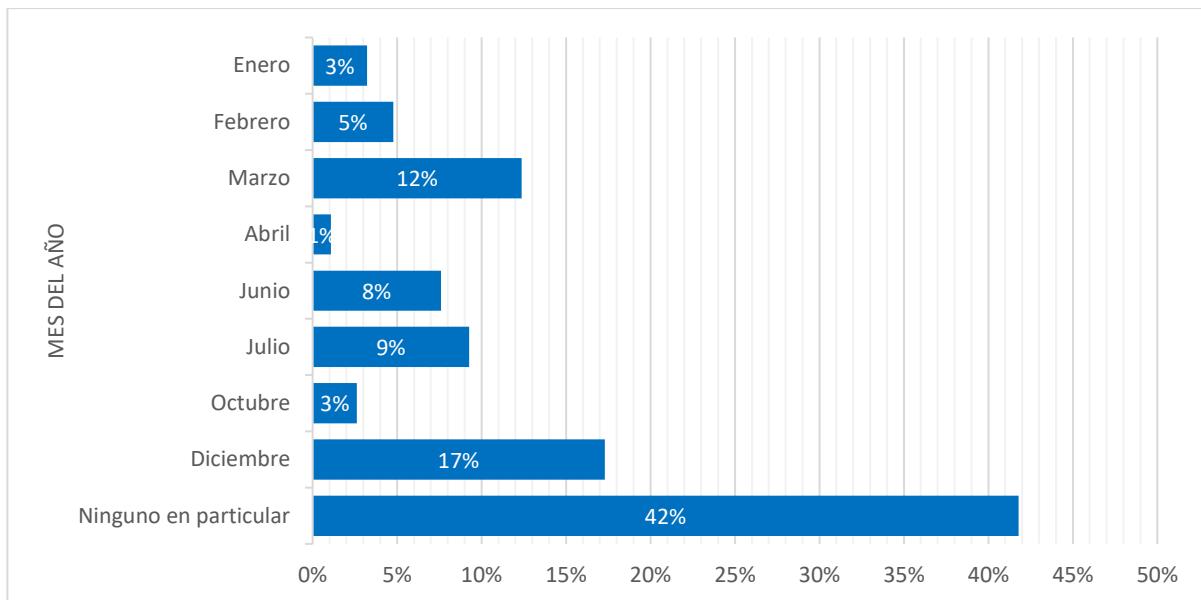
Tabla 37: % de afectación Según Sector

Sector	Afecta%
Minero	46%
Industrial	34%
Comercial, Servicios y Otros	20%
Total	100%

A continuación, se detalla la información obtenida desde la pregunta N°18 del cuestionario: *Cuál es el mes del año en que un corte intempestivo produce más daño/impacto?*

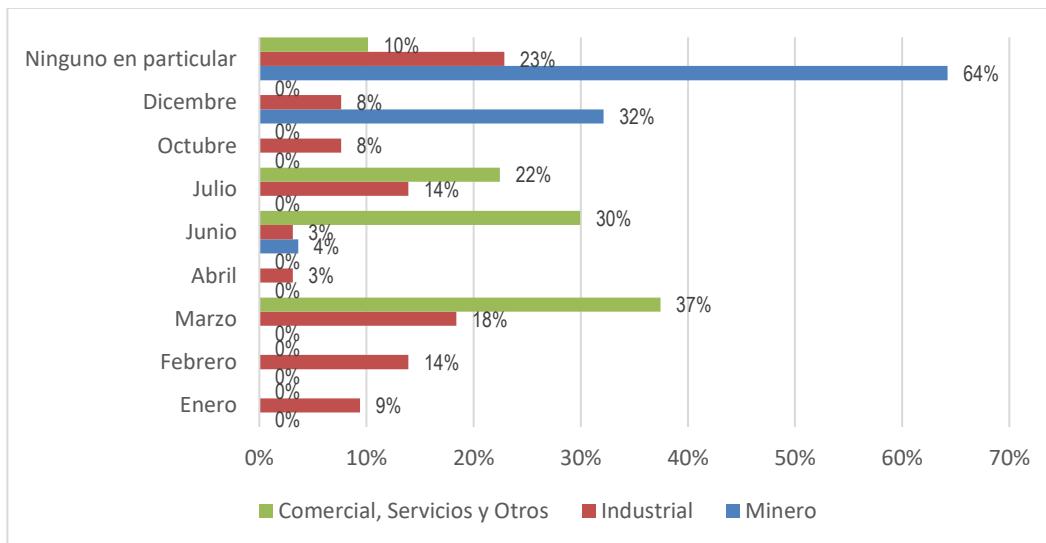
5.2. Mes del año en que un corte intempestivo produce más daño/impacto

Gráfico 13: Mes del año en que un corte intempestivo produce más daño/impacto



Aunque para la mayoría de las empresas mineras no existe un mes en específico, para otro grupo importante, el mes de diciembre es el que más impacta, seguido del mes de junio. Para el sector industrial esto tiene un efecto en cada uno de los meses del año, mientras que para el sector comercial los meses que impactan son marzo, junio y julio.

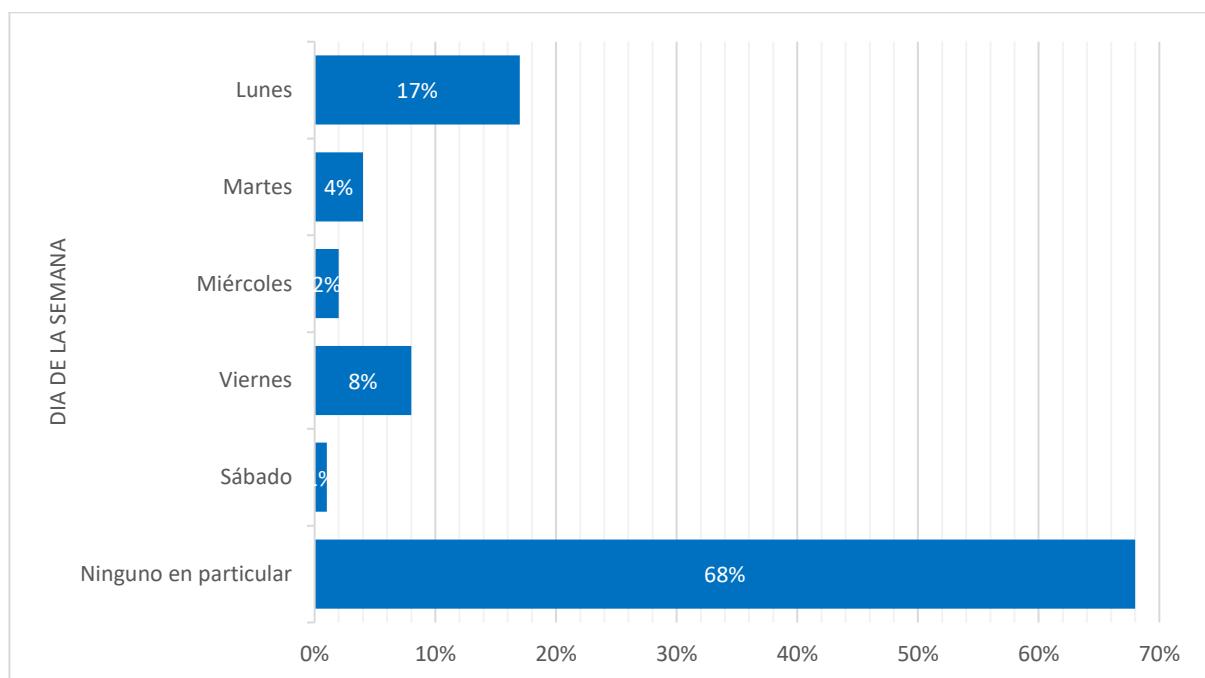
Gráfico 14: Mes del año en que un corte intempestivo produce más daño/impacto Según Sector



A continuación, se detalla la información obtenida desde la pregunta N°19 del cuestionario: *Y Cuál es el día de la semana en que un corte intempestivo produce más daño/impacto?*

5.3. Día de la semana en que un corte intempestivo produce más daño/impacto

Gráfico 15: Día de la semana en que un corte intempestivo produce más daño/impacto



Los martes y miércoles concentran el 45% del impacto total. Estos son días de máxima actividad productiva y comercial.

El lunes tiene menor impacto relativo, posiblemente por arranque gradual de actividades.

Solo 5% del impacto total ocurre en fines de semana. Refleja la menor actividad económica durante estos días.

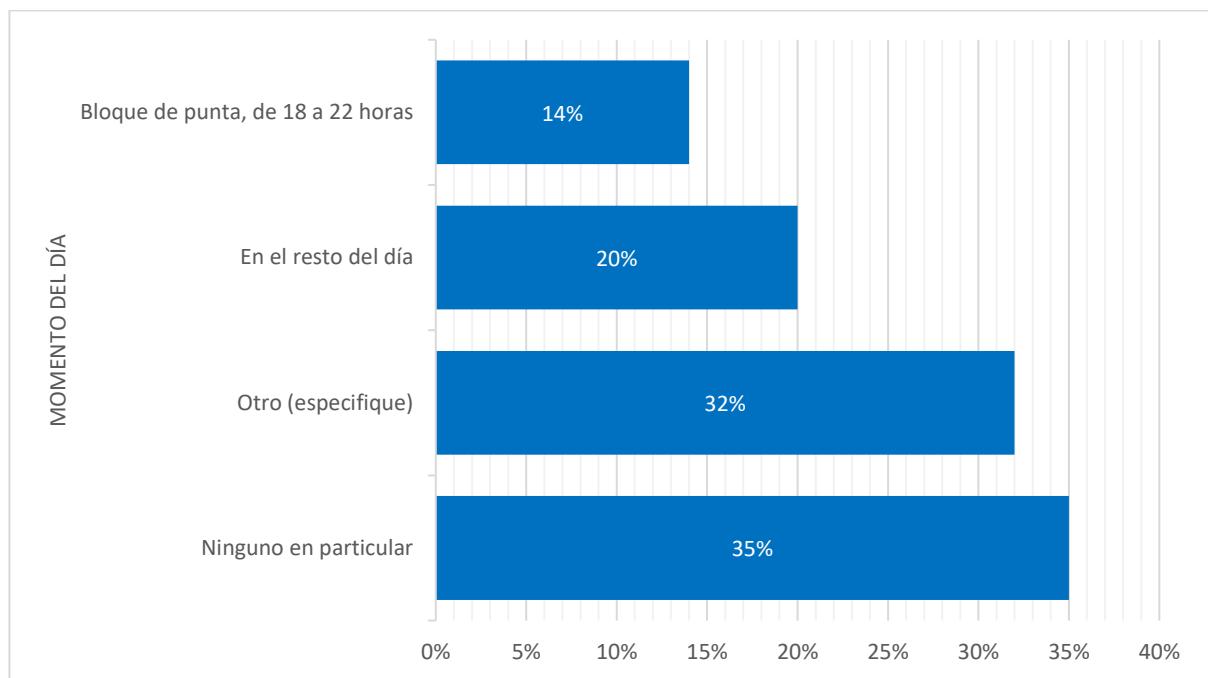
El impacto disminuye progresivamente hacia el viernes. Posible reducción de actividades preparándose para el fin de semana

Es decir, los martes y miércoles son los días más vulnerables a cortes eléctricos, representando el período de máxima criticidad operacional.

A continuación, se detalla la información obtenida desde la pregunta N°20 del cuestionario: *Y ¿en qué momento del día, un corte intempestivo del servicio eléctrico produciría más daño/impacto en la actividad de la empresa?*

5.4. Momento del Día en que un corte intempestivo produce más daño/impacto

Gráfico 16: Momento del Día en que un corte intempestivo produce más daño/impacto



Peak de Máximo Impacto (10:00-12:00 horas): Coincide con el horario de máxima productividad laboral. Período de plena operación comercial e industrial. Momento de mayor consumo energético institucional.

Segundo Peak Crítico (14:00-16:00 horas): Horario post-almuerzo de alta actividad. Reinicio de operaciones tras pausa del mediodía. Período de alta demanda energética.

Horario de Arranque (08:00-10:00 horas): Inicio de jornada laboral. Encendido masivo de equipos y sistemas. Impacto moderado pero significativo.

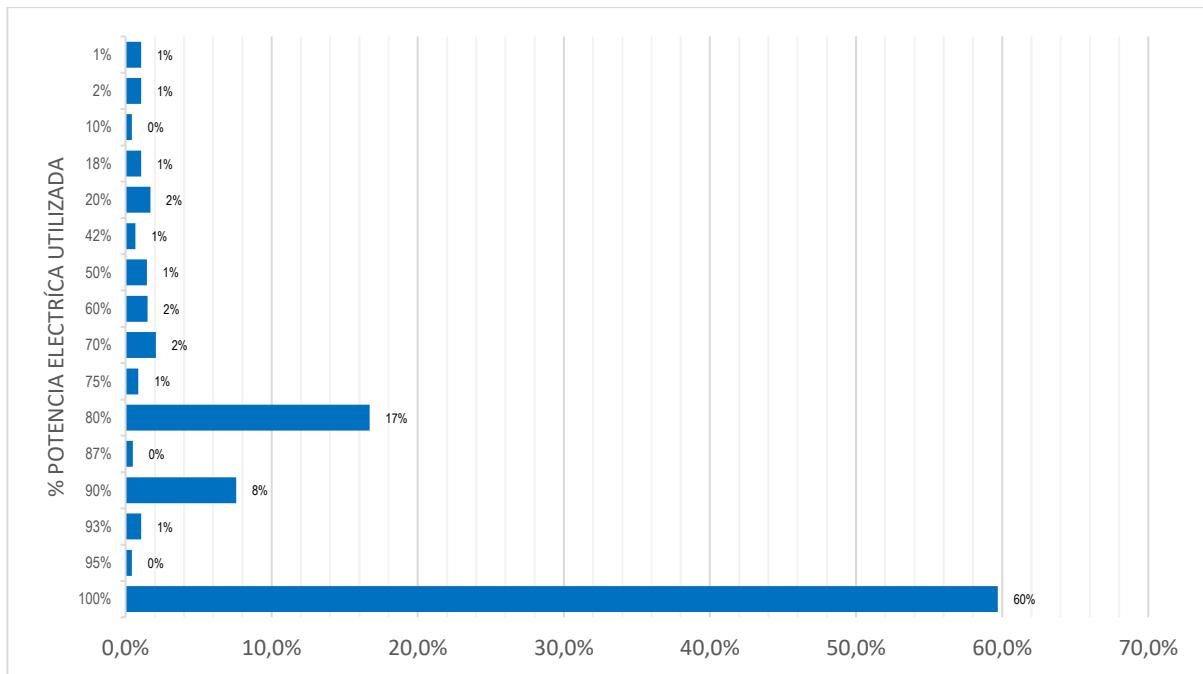
Períodos de Menor Vulnerabilidad: Tarde (16:00-18:00 horas): Reducción gradual de actividades. Noche/Madrugada (18:00-08:00 horas): Mínima actividad económica.

Es decir, el 60% del impacto total se concentra en solo 6 horas (10:00-12:00 y 14:00-16:00), identificando ventanas críticas donde los cortes eléctricos causan máximo daño económico.

A continuación, se detalla la información obtenida desde la pregunta N°21 del cuestionario: *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?*

5.5. Porcentaje de potencia eléctrica utilizada al momento previo de la falla

Gráfico 17: Porcentaje de potencia eléctrica utilizada al momento previo de la falla



Zona Crítica (60-80% de Potencia): 35% de todas las fallas ocurren en este rango. Representa el punto de máxima vulnerabilidad del sistema. Zona de estrés operacional sin llegar al límite máximo.

Patrón de Distribución: Curva ascendente desde baja carga hasta el peak en 60-80%. Descenso en el rango 80-100%, sugiriendo que las cargas extremas son menos frecuentes. 57% de las fallas ocurren con cargas superiores al 60%.

Cargas Bajas (0-40%): Solo 23% de las fallas en rangos de baja utilización. Menor probabilidad de falla cuando el sistema opera holgadamente.

Es decir, la zona crítica del 60-80% de utilización concentra más de un tercio de las fallas, sugiriendo que los sistemas eléctricos son más vulnerables durante operación intensiva sostenida que durante *peaks* extremos de demanda.

6. Costos Asociados a Cortes Intempestivos del Servicio Eléctrico

A continuación, se detalla la información obtenida desde la pregunta N°22 del cuestionario: *Ahora, por favor asuma que el corte se produce en el PEOR MOMENTO para la actividad productiva de la empresa.*

6.1. Impacto económico de fallas intempestivas de distinta duración

Tabla 38: Impacto económico de fallas intempestivas de distinta duración

	Hasta 20 minutos	Hasta 1 hora	Hasta 4 horas	Más de 4 horas
¿Cuánto tiempo se paralizarían, total o parcialmente, las actividades productivas de la planta / faena / sede / oficina desde que se produce el corte hasta alcanzar su nivel de actividad normal?	13,0%	12,5%	13,2%	15,2%
¿Qué porcentaje de los procesos productivos o de servicios se paralizarían o reducirían debido al corte?	72,8%	72,3%	74,5%	71,7%
¿Qué porcentaje aproximado de las ventas de la planta / faena / sede / oficina en el último año se perdería debido a la paralización o reducción de las actividades productivas?	22,8%	21,7%	25,6%	40,8%
¿Qué porcentaje de la producción perdida debido al corte podría ser recuperada posteriormente mediante turnos extra, aumentando la velocidad de procesos, etcétera?	36,3%	36,0%	26,9%	26,8%
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	\$ 16.011.205	\$32.678.884	\$43.294.232	\$ 81.167.887
Costo aproximado de los materiales, productos intermedios, finales o inventarios que se dañarían o desperdiciarían debido al corte intempestivo	\$14.333.661	\$ 26.125.366	\$49.255.888	\$105.241.195
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	\$ 4.159.791	\$ 7.932.636	\$ 11.181.610	\$24.622.850
Costo aproximado de reparación / sustitución de maquinarias y equipos sensibles que muy posiblemente se averíen o dañen en su planta debido al corte intempestivo	\$ 2.741.019	\$ 3.740.834	\$ 3.047.594	\$ 3.364.112
Si se sumaran los costos anteriores, ¿qué porcentaje de sus ventas anuales del año 2024 representarían?	3,7%	2,6%	4,3%	3,7%
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?	7,7%	11,8%	14,8%	18,2%

Luego se pidió a los entrevistados lo siguiente: *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 / faena / sede / oficina.*

Asuma que, debido a esta interrupción, la empresa proveedora de energía le ofrece una compensación económica a través de un descuento en su factura.

A continuación, se detalla la información obtenida desde la pregunta N°23 del cuestionario: *¿Estaría dispuesto a aceptar una compensación equivalente al 10% de su factura mensual? —o-- En cambio, si la compensación fuera de 5%, ¿la aceptaría? —o-- En cambio, si la compensación fuera de 15%, ¿la aceptaría?*

6.2. Compensación que aceptarían por fallas

Tabla 39: Compensación que aceptarían por fallas Según Sector

Compensación	10%	5%	15%
Total	51%	35%	70%
Comercial, Servicios y Otros	87%	72%	87%
Industrial	83%	63%	87%
Minero	32%	20%	61%

7. Estrategias y Costos Ante Racionamientos Programados de Energía Eléctrica – 1 mes

A continuación, se detalla la información obtenida desde la pregunta N°24 del cuestionario: *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 / faena / sede / oficina para cumplir con las metas de racionamiento eléctrico:*

7.1. Metas de reducción del consumo eléctrico

Tabla 40: Metas de reducción del consumo eléctrico

	0%	5%	10%	20%	30%
Reducción de consumos de energía que no son esenciales para el proceso productivo de la planta / faena / sede / oficina	12,5%	24,6%	59,4%	1,4%	2,1%
Autogeneración con equipos electrógenos existentes en la planta / faena / sede / oficina	5,0%	35,7%	46,6%	10,3%	2,4%
Autogeneración con equipos electrógenos nuevos (comprados o arrendados)	2,1%	48,8%	20,5%	25,5%	3,1%
Sustitución de electricidad directamente por otro combustible en el proceso productivo (cuando sea técnicamente factible)	0,2%	75,3%	20,0%	1,9%	2,6%
Implementación de medidas de eficiencia energética en la planta / faena / sede / oficina	1,0%	29,2%	46,6%	21,5%	1,7%
Reducción o pérdidas de bienes intermedios y finales del proceso productivo de la planta / faena / sede / oficina	13,1%	58,9%	15,0%	5,9%	7,1%
Otra estrategia	31,6%	66,9%	-	1,6%	-

(Se considera un racionamiento de 1 mes)

7.2. Metas de reducción del consumo eléctrico en caso de arriendo

Tabla 41: Metas de reducción del consumo eléctrico en caso de arriendo – (promedio considera respuesta 0)

	5%	10%	20%	30%
Cantidad de equipos (promedio considera respuesta 0)	0,6	0,6	1,2	1,4
Capacidad (kVA) (promedio considera respuesta 0)	45,0	81,5	501,5	790,0
Combustible	Diesel	Diesel	Diesel	Diesel
Rendimiento (kWh/Lt. de combustible) (promedio considera respuesta 0)	326,3	327,4	614,0	796,8

(Se considera un racionamiento de 1 mes)

Tabla 42: Metas de reducción del consumo eléctrico en caso de arriendo – (promedio no considera respuesta 0)

	5%	10%	20%	30%
Cantidad de equipos (promedio no considera respuesta 0)	1,3	1,4	1,7	1,9
Capacidad (kVA) (promedio no considera respuesta 0)	9,6	164,0	760,2	1100,7
Combustible	Diesel	Diesel	Diesel	Diesel
Rendimiento (kWh/Lt. de combustible) (promedio no considera respuesta 0)	649,0	637,7	896,5	1.073,2

(Se considera un racionamiento de 1 mes)

7.3. Metas de reducción del consumo eléctrico en caso de sustitución por otro combustible

Tabla 43: Metas de reducción del consumo eléctrico en caso de sustitución por otro combustible

	5%	10%	20%	30%
Rendimiento (kWh/lt. de combustible)	2,5%	2,5%	2,9%	3,1%
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? 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.	2,6%	3,4%	3,9%	4,3%
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?	0,9%	0,9%	1,4%	1,6%

(Se considera un racionamiento de 1 mes)

8. Estrategias y Costos Ante Racionamientos Programados de Energía Eléctrica – 2 meses

A continuación, se detalla la información obtenida desde la pregunta N°25 del cuestionario: *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 / faena / sede / oficina para cumplir con las metas de racionamiento eléctrico:*

8.1. Metas de reducción del consumo eléctrico

Tabla 44: Metas de reducción del consumo eléctrico

	0%	5%	10%	20%	30%
Reducción de consumos de energía que no son esenciales para el proceso productivo de la planta / faena / sede / oficina	6,5%	25,0%	28,1%	38,5%	2,0%
Autogeneración con equipos electrógenos existentes en la planta / faena / sede / oficina	6,4%	41,3%	36,2%	15,1%	0,9%
Autogeneración con equipos electrógenos nuevos (comprados o arrendados)	1,6%	49,6%	7,6%	38,0%	3,2%
Sustitución de electricidad directamente por otro combustible en el proceso productivo (cuando sea técnicamente factible)	1,7%	55,2%	27,7%	15,4%	-
Implementación de medidas de eficiencia energética en la planta / faena / sede / oficina	1,6%	29,8%	27,0%	39,5%	2,2%
Reducción o pérdidas de bienes intermedios y finales del proceso productivo de la planta / faena / sede / oficina	12,0%	64,5%	13,1%	2,9%	7,6%
Otra estrategia	37,6%	61,5%	0,4%	0,5%	-

(Se considera un racionamiento de 2 meses)

8.2. Metas de reducción del consumo eléctrico en caso de arriendo

Tabla 45: Metas de reducción del consumo eléctrico en caso de arriendo

	5%	10%	20%	30%
Cantidad de equipos	0,6	0,6	1,1	1,4
Capacidad (kVA)	395,9	428,6	841,5	1134,9
Combustible	Diesel	Diesel	Diesel	Diesel
Rendimiento (kWh/lit. de combustible)	488,5	488,5	776,5	945,7

(Se considera un racionamiento de 2 meses)

8.3. Metas de reducción del consumo eléctrico en caso de sustitución por otro combustible

Tabla 46: Metas de reducción del consumo eléctrico en caso de sustitución por otro combustible

	5%	10%	20%	30%
Rendimiento (kWh/lit. de combustible)	0,9%	0,9%	1,4%	1,6%
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? 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.	3,3%	4,7%	5,2%	5,6%
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?	1,9%	3,3%	3,8%	4,0%

(Se considera un racionamiento de 2 meses)

9. Estrategias y Costos Ante Racionamientos Programados de Energía Eléctrica – 10 meses

A continuación, se detalla la información obtenida desde la pregunta N°26 del cuestionario: *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 / faena / sede / oficina para cumplir con las metas de racionamiento eléctrico:*

9.1. Metas de reducción del consumo eléctrico

Tabla 47: Metas de reducción del consumo eléctrico

	0%	5%	10%	20%	30%
Reducción de consumos de energía que no son esenciales para el proceso productivo de la planta / faena / sede / oficina	14,6%	29,0%	14,7%	34,2%	7,6%
Autogeneración con equipos electrógenos existentes en la planta / faena / sede / oficina	6,4%	33,0%	13,6%	45,4%	1,6%
Autogeneración con equipos electrógenos nuevos (comprados o arrendados)	10,2%	45,2%	10,0%	32,0%	2,6%
Sustitución de electricidad directamente por otro combustible en el proceso productivo (cuando sea técnicamente factible)	1,7%	52,4%	5,4%	13,9%	26,5%
Implementación de medidas de eficiencia energética en la planta / faena / sede / oficina	0,5%	34,8%	13,8%	17,6%	33,3%
Reducción o pérdidas de bienes intermedios y finales del proceso productivo de la planta / faena / sede / oficina	24,0%	56,1%	11,2%	5,0%	3,7%
Otra estrategia	35,4%	62,0%	1,6%	0,5%	0,5%

(Se considera un racionamiento de 10 meses)

9.2. Metas de reducción del consumo eléctrico en caso de arriendo

Tabla 48: Metas de reducción del consumo eléctrico en caso de arriendo

	5%	10%	20%	30%
Cantidad de equipos	1,1	2,3	2,8	3,0
Capacidad (kVA)	574,8	488,5	942,2	1204,8
Combustible	Diesel	Diesel	Diesel	Diesel
Rendimiento (kWh/lit. de combustible)	442,3	501,8	791,2	940,9

(Se considera un racionamiento de 10 meses)

9.3. Metas de reducción del consumo eléctrico en caso de sustitución por otro combustible

Tabla 49: Metas de reducción del consumo eléctrico en caso de sustitución por otro combustible

	5%	10%	20%	30%
Rendimiento (kWh/lit. de combustible)	1,4%	0,9%	1,4%	1,6%
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? Considere la posible venta de stocks de emergencia de sus productos y la postergación en la entrega de productos que se pueda acordar con clientes.	4,0%	5,0%	5,5%	5,9%
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?	1,6%	2,5%	3,0%	3,2%

(Se considera un racionamiento de 10 meses)

20. ANEXO III: RESPECTO DE LA REPRESENTATIVIDAD

Se ha afirmado que el estudio es representativo. Por ello, se describen a continuación algunos de los aspectos que lo justifican.

1. Marco Muestral

Se recibió con fecha 20 de diciembre correo de CNE la base de datos que se transforma en el Marco Muestral del estudio y que corresponde a la información utilizada por el Coordinador Eléctrico Nacional en los balances mensuales de transferencia económica.

La clasificación que venía en la base proporcionada por CNE para los sectores y subsectores es la siguiente:

Sectores

- Comercial, Servicios y Otros
- Industrial
- Minero

Sub- sectores

- Alimentos
- Cobre
- Comercial
- Industrias Varias
- Minas Varias
- Papel y Celulosa
- Petróleo y Gas Natural
- Petroquímica
- Público
- Público
- Residencial
- S/I
- Salitre
- Siderurgia
- Terrestre

El Universo en estudio ha sido completado. Bajo la autorización de la Comisión Nacional de Energía (CNE), se utilizó el listado original de las empresas encuestadas en la medición realizada en 2019. Este listado fue compartido en el correo anteriormente mencionado, especialmente en referencia al capítulo 7 donde se detalla la fecha y el día de recepción del correo⁷².

⁷² La CNE proporcionó un listado de 91 contactos de la medición de 2019.

El consultor definió el Marco Muestral a partir de la información provista por la Comisión Nacional de Energía (CNE), como se describe en la tabla que ilustra el universo del estudio en términos de retiros [MWh]:

Tabla 1: Universo de Retiros en base a bbdd entregada por CNE

Sector /subsector	Comercial, Público, Residencial	Energético	Industrial	Minero	Transporte	Total
Alimentos	462		2.049.912			2.050.374
Cobre				23.291.907		23.291.907
Comercial	2.890.577					2.890.577
Industrias Varias	598		7.062.971			7.063.568
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
Público	35.621					35.621
Residencial	5.111					5.111
S/I						60.254
Salitre				503.055		503.055
Siderurgia			96.626			96.626
Terrestre					467.236	467.236
Total	3.000.973	166.512	11.177.621	25.178.671	515.610	40.099.642

2. Encuestas realizadas

A partir del Marco Muestral se seleccionaron aleatoriamente las empresas a entrevistas procurando una afijación proporcional sobre la base de los volúmenes de retiros.

Tabla 2: La Muestra final realizada fue de 65 entrevistas:

Sector /subsector	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	16	1	31	16	1	65

La distribución de la muestra se determinó con afijación proporcional, por lo tanto a modo de ejemplo se tiene que: en el sector de Alimentos, se decidió enfocar principalmente en el subgrupo industrial. Esta decisión se basó en la concentración significativa de clientes que operan bajo el marco del sector industrial, lo que representa una porción sustancial del consumo energético en esta categoría. Focalizarse en el sector industrial permite realizar un análisis más preciso y representativo del consumo energético específico del sector de Alimentos, ya que refleja de manera adecuada la estructura de demanda dentro de este segmento. Esta delimitación se justifica por el objetivo de proporcionar resultados más robustos y evitar interpretaciones erróneas que puedan surgir de una inclusión indiscriminada de subsectores con menor relevancia en el contexto energético analizado.

Esta muestra fue ponderada para ajustar las respuestas a la estructura del universo. Debido a que por el tamaño de la muestra y la selección aleatoria de la misma, es imposible reflejar a todos los sectores y subsectores, se estima que el universo de proyección de la muestra representa el Retiro de 38 millones de [MWh].

Tabla 3: Universo de proyección a partir de la muestra

Sector /subsector	Comercial, Público, Residencial	Energético	Industrial	Minero	Transporte	Total
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
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	2.959.182	136.537	10.601.577	24.674.624	467.236	38.839.156

A partir de los datos de la muestra y los universos de proyección se construyeron los factores de expansión (ponderación). Los cuales se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 4: Factores de ponderación

Sector /subsector	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Alimentos		170.826	
Cobre			2.329.191
Comercial	192.705		
Hierro			197.740
Industrias Varias		415.469	
Minas Varias			263.166
Papel y Celulosa		1.458.772	
Petróleo y Gas Natural	136.537		
Petroquímica		29.922	
Publico	68.605		
Terrestre	467.236		
Total	728.546	2.074.989	2.790.096

Para llegar a estos valores, se realizó siguiente el cálculo:

Tabla 5: Cálculo de Factores de ponderación

Sector /subsector	Comercial, Servicios y Otros	Industrial	Minero
Alimentos		<u>2.049.912</u> 12	
Cobre			<u>23.291.907</u> 10
Comercial	<u>2.890.577</u> 15		
Hierro			593.220 3
Industrias Varias		<u>7.062.971</u> 17	
Minas Varias			<u>789.497</u> 3
Papel y Celulosa		<u>1.458.772</u> 1	
Petróleo y Gas Natural	<u>136.537</u> 1		
Petroquímica		<u>29.922</u> 1	
Publico	<u>68.605</u> 1		
Terrestre	<u>467.236</u> 1		

Estos factores de ponderación permiten representar a cada sector/subsector con las proporciones de la población estudiada y de esa manera inferir los resultados a los 38 millones de Retiros de [MWh]. Es decir es una muestra representativa.

Estos factores funcionan como herramientas que ajustan los resultados de la muestra, reflejando fielmente las proporciones del universo total en términos de sectores y subsectores. Esto permite la extrapolación precisa de los hallazgos de la muestra al universo total de 38 millones de MWh en retiros. Sin embargo, es fundamental aclarar que mientras la representatividad está garantizada a nivel sectorial y subsectorial, no se extiende de igual manera a los diferentes tipos de clientes individuales dentro de esos sectores. Este aspecto se aborda con mayor detalle en la sección siguiente, donde se discuten las variabilidades entre tipos de clientes y cómo podrían ser tratadas en futuros estudios.

3. Muestra representativa (65 entrevistas)

Frente a la pregunta por qué la muestra del estudio de 65 entrevistas es representativa y válida para analizar los Retiros de Energía de una amplitud de 38 millones de [MWh], a pesar de que estos números pueden parecer reducidos o no significativos a primera vista.

3.1. Comprensión de las Muestras Pequeñas:

Primero, es importante entender que el tamaño de una muestra no siempre se correlaciona directamente con su validez o representatividad. Una muestra bien diseñada y ponderada puede ofrecer conclusiones tan precisas como una más grande. Los factores críticos son cómo se selecciona la muestra y cómo se analizan los resultados. Las muestras B2B, en particular, suelen ser más pequeñas debido a la naturaleza del objeto de estudio y la concentración en mercados específicos.

En efecto, las muestras B2B (Business to Business) casi siempre (o siempre) son más pequeñas que otras investigaciones de mercado debido a la especificidad del objeto de estudio. Esto está respaldado por Saunders et al. (2015) que enfatizan el uso de métodos de muestreo no probabilísticos en escenarios B2B debido a la naturaleza concentrada de mercados específicos [Saunders, M., Lewis, P., & Thornhill, A. (2015). *Research Methods for Business Students*. Pearson Education].

En todo caso, desde la teoría y la práctica, se puede afirmar que las muestras pequeñas de los estudios B2B son representativas si se diseñan y ponderan correctamente, como sugiere el trabajo de Cohen (1988) sobre los tamaños de efecto [Cohen, J. (1988). *Statistical power analysis for the behavioral sciences*. Lawrence Erlbaum Associates, Inc.].

3.2. Estructura del Universo y Ponderación de la Muestra:

El presente estudio se basó en un Universo claramente definido y proporcionado por CNE. Se evaluaron sectores específicos: Energético, Industrial, Minero, Transporte y Residencial (CPR). La metodología utilizada permitió ajustar la muestra a la estructura del universo mediante un factor de expansión. Este factor es esencial para asegurar que aún los subsectores con muestras más pequeñas se reflejen precisamente como parte del universo de estudio, haciendo nuestras estimaciones robustas y ajustadas a la realidad completa de los datos de retiros de energía.

Desde la teoría, el uso de factores de expansión para ajustar la muestra está respaldado por Kish (1995), quien describe el marco teórico detrás de las muestras ponderadas y su aplicabilidad en encuestas grandes y pequeñas [Kish, L. (1995). *Survey Sampling*. Wiley].

3.3. Ponderación y Expansión:

Las ponderaciones ajustan las respuestas de la muestra para reflejar las proporciones reales del universo. Este método permite que subsectores, incluso aquellos con solo una entrevista, contribuyan proporcionalmente a las conclusiones. Hemos utilizado un enfoque de ponderación para escalar la muestra pequeña a las dimensiones del universo de proyección, asegurando que todos los datos sean reflejados de manera proporcional.

La literatura y la práctica indican que las ponderaciones permiten la representación proporcional de los subgrupos, incluso aquellos con una sola entrevista, lo que está en línea con los principios de ponderación estadística expuestos por Little & Rubin (2002) [Little, R. J., & Rubin, D. B. (2002). *Statistical Analysis with Missing Data*. Wiley].

3.4. Representatividad de Resultados:

El enfoque utilizado garantiza que los resultados obtenidos son representativos de un universo complejo e interrelacionado, como es el consumo energético. Proporciona una interpretación válida y precisa de cómo el universo de 38 millones de [MWh] está estructurado y se comporta en los diferentes subsectores.

Por lo tanto, sin parecer reiterativo la representatividad no se basa meramente en el tamaño de la muestra sino en su adecuación para reflejar el universo de estudio. Yates (1981) subraya la importancia de la selección adecuada de muestra y ponderación para obtener informes precisos en estudios poblacionales [Yates, F. (1981). *Sampling methods for censuses and surveys*. Charles Griffin & Company].

4. ¿Sirve la muestra 1 en este estudio?

4.1. Principios Teóricos y Factores a Considerar:

- Tamaño del Universo: En mercados B2B, el número total de empresas siempre es menor que en mercados de consumo masivo, lo cual afecta directamente el tamaño de la muestra.
- Variabilidad y Homogeneidad: Las poblaciones B2B a menudo presentan menos variabilidad, lo que permite reducir el tamaño de la muestra y no ser necesario un volumen importante como cualquiera pudiera imaginar.

4.2. Reglas Generales:

Según Malhotra y Boyce, en investigaciones B2B, es común ver tamaños de muestra que equivalen al 3%-10% del universo debido a las limitaciones mencionadas anteriormente y la especificidad del tipo de

negocio. En este caso bastará con entrevistar a empresas/plantas que en la suma de sus retiros lleguen a 3.8 millones de MWh para validar la representatividad de la muestra lograda.

- Malhotra, N. K., & Birks, D. F. (2007). *Marketing Research: An Applied Approach*. Prentice Hall.
- Boyce, T. E. (2002). "Market research on the B2B path to profit", *Interfaces*.

4.3. Otros Ejemplos:

La práctica observada por Ipsos ha experimentado que estudios de mercado B2B en un sector industrial específico en Chile cuyo universo es de 5.000 empresas o menos presentan muestras, que porcentualmente corresponden alrededor del 1% (es decir, 50 empresas) para asegurar una toma de decisiones informada.

El reciente Estudio de Ipsos Chile, relativo a la Audiencia de Medios a Nivel de Ejecutivos (Gerentes y Subgerentes B2B) es realizado con una muestra de 400 entrevistas para un universo de 200 mil ejecutivos de empresas grandes, medianas y pequeñas. Esto implica que proporcionalmente la muestra representa al 0,2% del Universo. Este estudio es validado por la industria publicitaria y de marketing de nuestro país.

En estudios globales B2B de Ipsos, a menudo se usan análisis longitudinales y encuestas a tamaños de muestra de menos del 1% del universo total, utilizando técnicas de ponderación para expandir los hallazgos.

Entonces, basándonos en los datos disponibles del Marco Muestral proporcionado por CNE se presentan los datos de representación proporcional de las muestras que tiene 1 caso. Es necesario recordar que la muestra sugerida en las reuniones preliminares se expuso que ese sería el tamaño muestral para los subsectores que se describen a continuación.

La siguiente tabla expone la proporción representada de la muestra 1 en los subsectores. Para este cálculo se consideraron la cantidad de empresas que estaban disponibles en el Marco Muestral de CNE.

Tabla 6: Representatividad de la muestra respecto de la cantidad de empresas

Sub-Sector	Muestra	Cantidad empresas	Proporción Representada (%)
Papel y Celulosa	1	22	5%
Petróleo y Gas Natural	1	3	33%
Petroquímica	1	3	33%
Publico	1	34	3%
Terrestre	1	9	11%

Considerando que el Marco Muestral proporcionado por CNE, contenía la identificación de distintas sedes/plantas/sucursales, etc. de estas empresas, se construyó la siguiente tabla que presenta la proporción representada por esta muestra 1.

Tabla 7: Representatividad de la muestra respecto de la cantidad de empresas y sus sedes/plantes/etc.

Sub-Sector	Muestra	Cantidad empresas/sedes	Proporción Representada (%)
Papel y Celulosa	1	32	3%
Petróleo y Gas Natural	1	11	9%
Petroquímica	1	3	33%
Publico	1	34	3%
Terrestre	1	14	7%

Como se observa en las dos tablas anteriores, la muestra tiene una representación superior al 3% del subsector disponible del Marco Muestral del presente estudio.

Una simulación diferente de tamaño muestral implicará mejor la proporción, pero como se observa en los distintos autores de muestreo en investigación de mercados como Malhotra es suficiente para asegurar que estas son representativas.

21. ANEXO IV - RECOMENDACIONES ESTRATÉGICAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE FUTUROS ESTUDIOS EN EL SECTOR INDUSTRIAL

1. Marco Muestral y Definición de la Unidad de Análisis

Implementar una "Fase Cero" de Enriquecimiento del Marco Muestral

Pre-identificación de Informantes Potenciales: Realizar un mapeo inicial en conjunto con CNE para identificar no solo las empresas, sino también los cargos o departamentos que alberguen a los informantes clave.

Definición de Unidades de Análisis Múltiples y Jerarquizadas:

- Diseñar el cuestionario de forma modular agrupando preguntas por área de expertise (Operaciones, Finanzas, Sostenibilidad, RRHH).
- Definir perfiles de informantes primarios y secundarios desde el diseño.

Protocolo de Acceso con Apoyo del Cliente

- Carta de Presentación Oficial de CNE: Iniciar el contacto con comunicación formal firmada por CNE.
- Ofrecimiento Proactivo de Acuerdos de Confidencialidad (NDA): Tener un NDA estándar listo para demostrar compromiso con la seguridad de la información.

2. Diseño y Selección Muestral

Adoptar un Diseño Muestral Mixto o por Cuotas

- Implementar "muestreo no probabilístico por cuotas", estratificado por variables clave (zona geográfica, sistema de interconexión, tamaño de empresa).
- Mantener representatividad en segmentos críticos con flexibilidad para reemplazar empresas que rechacen participar.

Sobredimensionamiento Estratégico de la Muestra

- Sobredimensionar el tamaño de la muestra inicial en al menos 50-70% para anticipar caídas durante el trabajo de campo.

Implementación de un Estudio Piloto

Realizar estudio piloto con sub-muestra (5% del total) para:

- Validar efectividad del protocolo de contacto
- Estimar duración real de la entrevista
- Identificar cuellos de botella técnicos
- Medir tasa de respuesta inicial

3. Gestión del Trabajo de Campo y Engagement

- Implementar un Programa de Incentivos B2B
- Executive Summary: Ofrecer resumen exclusivo con hallazgos clave del estudio
- Benchmarking Personalizado: Reporte simple donde cada empresa vea su posición frente al promedio de su industria
- Desarrollar un Protocolo de Recolección Flexible
- Entrevistas Fraccionadas: Posibilidad de completar la entrevista en dos o más sesiones cortas
- Métodos Mixtos: Combinar entrevista telefónica/virtual para preguntas complejas con formulario online para preguntas directas

4. Desafíos Identificados en el Trabajo de Campo

Principales Barreras de Acceso

Fase 1 - Contacto Inicial:

- Inexistencia de centrales telefónicas actualizadas
- Impacto del teletrabajo masivo
- Marcos muestrales incompletos

Fase 2 - Identificación del Informante:

- Complejidad del perfil del informante
- Políticas de compliance corporativo más estrictas
- Tasa de rechazo parcial

Fase 3 - Ejecución de la Entrevista:

- Fatiga del encuestado y falta de disponibilidad
- Se registraron al menos 40 casos de encuestas incompletas
- Incidencia Crítica
- Fallo técnico tras 50 entrevistas completadas obligó a repetir el levantamiento
- Alta mortalidad de la muestra por negativa a repetir la encuesta

5. Beneficios Esperados

Estas recomendaciones, aunque implican mayor inversión en la fase de preparación, generarán:

- Mayor predictibilidad de los tiempos
- Reducción de la incertidumbre en el campo
- Obtención de datos de mayor calidad y profundidad

6. Conclusión

La implementación de estas recomendaciones estratégicas permitirá evolucionar hacia un modelo de investigación más proactivo y adaptativo para el target B2B industrial, mejorando significativamente la eficiencia del levantamiento y la calidad de los datos en futuros estudios de costos de falla.

//..