



ENERGY PARTNERSHIP
CHILE-ALEMANIA

Estudio de Alternativas Regulatorias para el Traspaso de Costos Eficientes a Clientes Finales

Informe Final sobre Medidores Inteligentes



Información legal

Publicado por:

Energy Partnership Chile- Alemania
Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GIZ
Marchant Pereira 150, Providencia, Santiago de Chile
E-mail / Website : energyclde@giz.de / www.energypartnership.cl

Autor:

OHMIO ENERGÍA
Rodrigo Pérez, Loreto Cortés, Belén Muñoz, Francisco de la Fuente,
Vicente García

Diseño y formato:

Energy Partnership Chile-Alemania (GIZ),
basado en dena 2024. "Internationale Kommunikation
der Energiewende in der bilateralen Zusammenarbeit.
Gestaltungsrichtlinien"

Imágenes e ilustraciones:

©Autores

Ultima versión:

octubre 2025

Todos los derechos reservados. Todo uso de esta publicación está sujeto a la aprobación de GIZ

Please cite this publication as follows:

Energy Partnership Chile- Alemania. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GIZ (GIZ, 2025) " Estudio de Alternativas Regulatorias para el Traspaso de Costos Eficientes a Clientes Finales".

Energy partners:



Federal Ministry
for Economic Affairs
and Energy



Implementing organisations:



Contenido

1	Resumen Ejecutivo	6
2	Introducción	9
2.1.1	Objetivo de la consultoría	10
3	Definición de fórmulas tarifarias, Precio Nudo Promedio y Valor Agregado de Distribución	11
3.1	Marco Regulatorio establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos	11
3.1.1	A nivel de generación–transporte	12
3.1.2	A nivel de distribución	14
3.2	Ley Nº 21.076.....	15
3.3	Análisis de fórmulas tarifarias según disposiciones reglamentarias y decretos regulados	15
3.3.1	Decreto 327/1997	15
3.3.2	Decreto 86/2012	15
3.3.3	Decreto tarifario 14T/2025	16
3.3.4	Decreto tarifario 5T/2024	17
3.3.5	Componentes del Valor Agregado de Distribución (“VAD”)	19
3.4	Avance en medición inteligente	20
3.4.1	Norma Técnica de Calidad de Servicio de Sistemas de Distribución	20
3.4.2	Anexo Técnico del Sistema de Medición Monitoreo y Control	21
3.4.3	Sistemas de medida en el Decreto VAD 2020–2024	24
3.5	Ánalisis y recomendaciones de modificación al marco regulatorio	25
4	Revisión Internacional.....	32
4.1	Estado del arte.....	33
4.1.1	Alemania	33
4.1.2	Australia	36
4.1.3	California	39
4.1.4	Reino Unido	41
4.2	Análisis crítico de política pública	45
4.2.1	Alemania: Regulación y seguridad de datos	45
4.2.2	Australia: Pilotaje y voluntariedad del despliegue	46
4.2.3	California: Alcance, Servicios energéticos, Modelo escalable y desafíos	47
4.2.4	Reino Unido: Campaña de recuperación e inteligencia de red	51
4.2.5	Resumen Comparativo	53
5	Estructuras Tarifarias	55
5.1	Esquemas Tarifarios Utilizados a Nivel Internacional	56
5.1.1	Time of Use	56
5.1.2	Real Time Pricing (RTP) o Tarificación en Tiempo Real	57
5.1.3	Critical Peak Pricing (CPP)	58
5.1.4	Critical Peak Rebate (CPR)	60
5.1.5	Tarifas de Bloque Creciente (IBT)	61
5.1.6	Resumen Comparativo	62
5.2	Caracterización del Consumo	63
5.2.1	Determinación de Perfiles de Consumo	63
5.3	Implementación al caso chileno de los Esquemas Tarifarias utilizados a nivel internacional.....	65
5.3.1	Perfil H0: Hogar	66
5.4	Elasticidad Precio-Consumo	73
5.4.1	Perfil H0: Hogar	74

5.5	Beneficios Esperados	75
5.5.1	Perfil H0: Hogar	75
6	Análisis de resultados del ejercicio conceptual	79
7	Conclusiones	82
7.1	Visión estratégica	82
7.2	Cambios regulatorios.....	84
Anexo 1:	Normas de la LGSE referidas a precios en generación – transporte	86
Anexo 2:	Normas de la LGSE referidas a clientes regulados y sistemas de medición	88
Anexo 3:	Opciones tarifarias DS 5T/2024 y cargos aplicados a las tarifas	95
Anexo 4:	NTD y Anexo Técnico SMMC	100
Anexo 5:	Estructuras Tarifarias Aplicadas a Perfiles de Consumo.....	103
Anexo 6:	Elasticidad Precio Consumo	105
7.3	Perfil H0: Hogar.....	105
7.4	Perfil G5: Panadería	105
7.5	Perfil G1: Oficina	106
7.6	Perfil G2: Gimnasio	106
7.7	Perfil G0: Retail.....	107
7.8	Perfil G6: Cine	107
7.9	Perfil L0: Agrícola.....	108
Anexo 7:	Beneficios esperados en clientes finales	110
7.10	Perfil H0: Hogar.....	110
7.11	Perfil G5: Panadería	110
7.12	Perfil G1: Oficina	110
7.13	Perfil G2: Gimnasio	111
7.14	Perfil G0: Retail.....	111
7.15	Perfil G6: Cine	111
7.16	Perfil L0: Agrícola.....	112
Anexo 9:	Esquema tarifario óptimo según perfil de consumo	113
7.17	Perfil H0: Hogar.....	113
7.18	Perfil G5: Panadería	113
7.19	Perfil G1: Oficina	114
7.20	Perfil G2: Gimnasio	114
7.21	Perfil G0: Retail.....	114
7.22	Perfil G6: Cine	114
7.23	Perfil L0: Agrícola.....	114
Anexo 10:	Experimento de campaña comunicacional e incentivos financieros en Reino Unido.....	116

1 Resumen Ejecutivo

En el marco de la transición energética, tanto a nivel nacional como internacional, los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control (SMMC) se perfilan como una herramienta clave para modernizar la gestión del consumo eléctrico y aumentar la eficiencia del sistema. Su valor no radica únicamente en la adopción tecnológica, sino en el potencial que ofrecen para habilitar una mayor flexibilidad de la demanda, facilitar la integración de energías renovables y distribuidas, mejorar la visibilidad de la red de distribución y ampliar las opciones tarifarias para los clientes.

En este contexto, y considerando la experiencia chilena del año 2019 en torno a los denominados “medidores inteligentes”, cuando se intentó —sin éxito— una implementación obligatoria, generando un amplio rechazo ciudadano que derivó en la adopción de un esquema voluntario, se planteó como objetivo principal de la presente consultoría realizar un diagnóstico de la regulación en cuanto a la normativa habilitante para la adopción masiva de SMMC, además de proponer mejoras normativas y alternativas de tarificación, con el objetivo de generar incentivos lo suficientemente atractivos por medio de la transferencia de los beneficios sistémicos a los clientes finales para la adopción masiva de medidores inteligentes por parte de los clientes regulados.

En cuanto a los objetivos específicos, se definieron los siguientes:

- Análisis de la regulación vigente en Chile en relación con la definición de fórmulas tarifarias para clientes regulados, determinación de Precios de Nudo Promedio y determinación del Valor Agregado de Distribución (VAD).
- Análisis de la regulación vigente en Chile en relación con medición inteligente.
- Estado del Arte a nivel internacional en relación con la implementación de medidores inteligentes y políticas públicas que permitan promover y mejorar la eficiencia en la utilización de recursos a partir de la instalación de estos.
- Análisis crítico de la eficacia de políticas públicas a nivel internacional para la adopción de medidores inteligentes y la captura de valor económico y social asociada a su instalación.
- Desarrollo de propuestas de cambios en la regulación de Chile, que permitan impulsar la adopción masiva de medidores inteligentes y tarifas que rescaten eficiencias asociadas a su implementación.
- Desarrollo de propuestas de estructuras tarifarias que permitan impulsar la adopción masiva de medidores inteligentes en Chile, así como el traspaso de sus beneficios a los clientes finales.

En síntesis, el marco regulatorio chileno, establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), los reglamentos, la normativa técnica y los decretos tarifarios establece actualmente, a nivel de generación – transporte, que a los clientes finales se les debe traspasar precios promedios; que se deben evitar diferencias significativas entre empresas distribuidoras; y que deben aplicarse descuentos en comunas donde existan centrales de generación. Así, la LGSE contempla un único Precio de Nudo Promedio (PNP) por empresa distribuidora, lo que impide establecer precios diferenciados por bloque horario o estacional.

En materia de transmisión, las disposiciones actuales establecen un cargo único por uso del sistema, sin considerar incentivos a la eficiencia en horarios de alta demanda.

Y finalmente, a nivel de distribución, la Comisión Nacional de Energía (CNE) debe estructurar fórmulas indexadas que expresan las tarifas en función de los precios de nudo y de los índices de precio de los principales insumos de la distribución para remunerar los valores agregados definitivos, debiendo estructurar tantas fórmulas como empresas y sectores de distribución en cada empresa se hayan definido. Los costos estándares se deben determinar por unidad de potencia suministrada, lo que impide que esta componente de costos pueda ser remunerada a través de la energía suministrada, de la capacidad de los empalmes de los clientes u otra variable. A ello, se agrega un nuevo subsidio (ETR equidad tarifaria residencial) donde las tarifas máximas que las empresas distribuidoras pueden cobrar por suministro a usuarios residenciales no pueden superar el promedio simple de éstas, calculadas sobre la base de un consumo tipo, incrementado en un 10% del mismo.

Es decir, la estructura regulatoria existente, al basarse en el uso de promedios y subsidios cruzados, dificulta la entrega de señales de precio eficientes, ya que el consumo en zonas u horarios de mayor costo tiende a ser más alto que el que se observaría si los usuarios enfrentaran precios que reflejaran los costos reales del sistema.

Por otra parte, la creciente participación de energías renovables intermitentes impone el desafío de incentivar el consumo durante las horas de mayor disponibilidad de generación —principalmente en el día— y reducirlo en momentos de mayor exigencia del sistema. En este sentido, los SMMC se presentan como una herramienta esencial para cuantificar y gestionar consumos en distintos bloques horarios, habilitando tarifas que reflejen las condiciones reales de operación del sistema eléctrico.

En relación a la revisión de experiencias internacionales, ésta se realizó mediante entrevistas y revisión bibliográfica, de prácticas o políticas tanto exitosas como fallidas, con el fin de identificar cómo se ha abordado este desafío en otros países y qué medidas han demostrado ser efectivas y replicables en el contexto chileno. En particular, se analizaron los casos de Alemania, donde destaca la regulación en materia de seguridad de datos; de Australia, en el que llama la atención los programas piloto y el mecanismo voluntario de despliegue. En Estados Unidos (California), destaca la eficiencia, alcance, desafíos y que se trata de un modelo escalable y en el Reino Unido resulta de gran utilidad estudiar la campaña de recuperación implementada.

La experiencia internacional demuestra que los SMMC entregan un valor más amplio y de mediano y largo plazo, relacionado con la digitalización, la eficiencia operativa, la resiliencia de la red y la integración de energías renovables. Por lo tanto, la política de adopción debe diseñarse como parte de una estrategia multidimensional, donde se combinen aspectos económicos, sociales, ambientales y tecnológicos. Se concluyó que la adopción de SMMC no debe justificarse únicamente por beneficios económicos inmediatos.

En esta línea, la obligatoriedad del despliegue surge como una herramienta efectiva para acelerar la obtención de beneficios sistémicos. Sin embargo, para ser socialmente viable requiere una estrategia comunicacional sólida y sostenida, acompañada de educación ciudadana y transparencia en la entrega de información. La creación de indicadores de desempeño —como reducción de emisiones, mejoras en la seguridad de la red o aumento en la generación renovable— contribuiría a fortalecer la confianza y aceptación de la ciudadanía.

El rol del Estado aparece como central, tanto en el liderazgo y coordinación de los actores públicos y privados involucrados, como en la definición de un marco regulatorio habilitante. La creación de instituciones públicas independientes, orientadas a la operación de los SMMC y la gestión de datos, se vislumbra como una alternativa para mitigar riesgos políticos y dar mayor credibilidad al proceso. De igual manera, es recomendable establecer incentivos regulatorios que motiven a las empresas distribuidoras a acelerar el recambio de medidores obsoletos.

La promoción de SMMC debe estar acompañada de estructuras tarifarias simplificadas y alineadas con los objetivos de política pública. Esquemas que entreguen señales claras y comprensibles a los usuarios finales son fundamentales para fomentar cambios de comportamiento. En particular, los esquemas tarifarios basados en incentivos —como bonificaciones por reducción de consumo en horas críticas— han demostrado ser más efectivos que aquellos que operan solo como penalizaciones.

En cuanto a las propuestas de cambios regulatorios críticos destinados a habilitar una tarificación más flexible y coherente con la operación moderna del sistema, se sugiere:

- Permitir la determinación de más de un PNP por distribuidora, de modo de reflejar costos diferenciados por bloques horarios o estacionales, definir que el límite del ±5 % se aplique individualmente a cada PNP de cada distribuidora y establecer cómo participarán de la equidad tarifaria residencial (ETR) las componentes de las opciones tarifarias además del recargo que se produce. (art. 157º LGSE)
- Facilitar a la Comisión Nacional de Energía (CNE) la creación de nuevas tarifas, incorporando en el artículo 185º de la LGSE, un mecanismo de reliquidación para el siguiente proceso de tarificación, evitando así las restricciones actuales para estructurar tarifas sin demanda asignada.
- Alinear incentivos de las distribuidoras con el consumo eficiente por parte de los clientes, ajustando el esquema de reconocimiento de costos para que las exigencias de infraestructura se basen en la potencia conectada y no en la potencia efectivamente suministrada, incentivándose de este modo un uso más racional de la red. (artículo 181º LGSE)

En cuanto a las propuestas de estructuras tarifarias, y siguiendo la línea de la experiencia internacional en relación a la necesidad de su simplificación, se desarrolló un ejercicio numérico con el propósito de estimar el impacto potencial que distintos esquemas tarifarios (Time of Use (ToU), Real Time Pricing (RTP), Critical Peak Pricing (CPP), Critical Peak Rebate (CPR) y tarifas de bloque creciente) podrían tener en la adopción de medición inteligente en el caso chileno, aplicando dichas metodologías tarifarias a casos tipo que representen la realidad chilena. Lo anterior, con la finalidad de visualizar los posibles efectos que podrían generarse en Chile, en caso de aplicarse este tipo de tarifas.

El señalado ejercicio, se centró en la revisión de los costos de energía, por tratarse de una de las variables con mayor peso en la determinación de la cuenta total, manteniéndose sin modificar los restantes componentes. El paradigma utilizado fue el de mantener la recaudación respecto del caso original, de modo de respetar la regulación vigente, en particular, el derecho de las distribuidoras a percibir el precio correspondiente a sus contratos. De esta forma, en caso de que el cliente no modifique su comportamiento de consumo, terminará pagando la misma tarifa que en el caso base. En caso contrario y que haya una elasticidad asociada, este pagará menos o incluso, en algunos casos más. Por lo anterior, a efecto de respetar el paradigma señalado, debe considerarse en el siguiente cálculo de PNP una reliquidación, mediante un ajuste o recargo que permita a las distribuidoras recaudar lo que les corresponde. A su vez, a efectos de construir el perfil horario de consumo de los clientes residenciales chilenos se utilizó la base de datos Load Profiles del BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft).

Los resultados del ejercicio numérico simplificado revelan que los esquemas con mayor éxito para modular los perfiles de consumo de los usuarios finales corresponden a los esquemas tarifarios de Critical Peak Pricing (CPP) y de Critical Peak Rebate (CPR), sin embargo, es necesario contar con información más detallada respecto de la caracterización energética chilena, en particular se requieren estudios económicos de elasticidad precio y una modelación detallada de los perfiles de consumo para proponer esquemas de tarificación óptimos.

Finalmente, el estudio evidencia la necesidad de mantener un enfoque de adaptación continua en el diseño e implementación de las políticas. Más que perseguir un diseño perfecto desde el inicio, resulta preferible avanzar mediante fases, planes piloto y agendas progresivas que permitan aprender y ajustar sobre la marcha. En este sentido, disponer de estudios adicionales sobre elasticidad de la demanda eléctrica en Chile es clave para anticipar los cambios de comportamiento esperados y perfeccionar los esquemas tarifarios.

En síntesis, la adopción masiva de SMMC en Chile requiere de una combinación equilibrada de financiamiento adecuado, legitimidad social, reformas tarifarias que entreguen señales claras, y un rol protagónico del Estado en la conducción del proceso. Solo de esta manera será posible capturar plenamente los beneficios de digitalización, eficiencia y sostenibilidad que estos sistemas pueden aportar al desarrollo del sector eléctrico.

2 Introducción

Se han impulsado numerosas reformas con el objetivo de reducir las emisiones de carbono e incrementar la participación de energías renovables en la matriz de generación a nivel nacional y se ha identificado como una medida clave para impulsar la transición energética la adopción de los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control (SMMC), pues éstos permiten monitorear en tiempo real variables de interés para los clientes y para los operadores de sistemas de distribución (DSO's) contribuyendo a la gestión eficiente del consumo energético y potenciando la integración a gran escala de fuentes de energía renovable. Por otra parte, la medición inteligente contribuye a la transparencia y a la precisión en la facturación, generando confianza en los consumidores y promoviendo un uso más eficiente de la energía.

Chile, a partir del año 2018, dio el primer impulso regulatorio¹ para habilitar los SMMC, con la Ley N° 21.076, que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE” o “Ley”), incorporando el artículo 139° bis², el que estableció que la propiedad de los medidores y de los empalmes es de las empresas distribuidoras y, además, en las disposiciones transitorias estableció que el retiro y recambio de medidores y empalmes era a costo de las distribuidoras en casos de fuerza mayor, lo que se complementó con modificaciones a la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (“NTD”). Lo anterior, no ha estado exento de dificultades y polémicas, donde la obligatoriedad del recambio de medidores tuvo que ser reemplazada por la voluntariedad, por el alto rechazo social que se generó en el país³.

Durante el año 2024 se actualizó la NTD, se publicó el Anexo Técnico de SMMC y se publicó el Decreto 5T/2024⁴, que incorpora tarifas diferenciadas para los clientes que cuenten con un medidor inteligente, denominado Unidad de Medida del SMMC (“UM” o “Unidad de Medida”), disminuyendo el cargo por costo fijo, al transferir el menor costo de medición en el que incurren los DSO's a los usuarios regulados.

Es la primera vez que se introducen fórmulas tarifarias con un incentivo a los clientes regulados para la adopción de medidores inteligentes. Sin embargo, para impulsar la masificación de estos dispositivos es necesario explorar cambios regulatorios que habiliten nuevas opciones tarifarias, que permitan transferir a los clientes finales los beneficios que traen al sistema esta clase de dispositivos.

En el señalado contexto, la GIZ licitó el presente estudio, con el fin de “[...] proponer mejoras a la forma de tarificación de energía e infraestructura eléctrica, en un contexto de utilización masiva de medidores inteligentes, de manera de generar incentivos a la eficiencia en la utilización de los recursos energéticos y explorar medidas regulatorias necesarias para capturar los beneficios de esta infraestructura en el mercado eléctrico chileno.”.

El estudio, explora el estado actual de la regulación chilena, evidenciando oportunidades en la remuneración de redes, servicios y energía, así como también evalúa el progreso desarrollado en materia de medición inteligente durante los últimos años, a modo de entender el grado de avance en el que se encuentra el país, de manera de poder entregar recomendaciones que incorporen los progresos alcanzados anteriormente.

¹ Con anterioridad a ello hubo iniciativas acotadas como la Ley N° 20.571 que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales, que requería de medidores inteligentes, así como la modificación de la NTD y el acuerdo unánime de las empresas distribuidoras para modificar el VAD periodo 2016–2020, lo que se materializó con el DS 5T/2018, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan en el Decreto N° 11T, de 2016, del Ministerio de Energía, de acuerdo a las actualizaciones de parámetros que se indican (“VAD interperíodo”).

² Artículo 139 bis. – El empalme y el medidor son parte de la red de distribución y, por tanto, de propiedad y responsabilidad de la concesionaria del servicio público de distribución o de aquel que preste el servicio de distribución. Los decretos tarifarios a que se refieren los artículos 120, 184 y 190, o el que los reemplace, determinarán la forma de incluir en sus fórmulas tarifarias la remuneración de estas instalaciones, así como las condiciones de aplicación de las tarifas asociadas a ellas.

³ <https://www.revistaei.cl/polemica-por-medidores-inteligentes-escala-y-diputados-ingresan-proyecto-para-que-usuarios-no-asuman-costo/>

⁴ DS 5T/2024 del Ministerio de Energía que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican. (VAD 2020–2024).

Luego, se realizó una revisión internacional de las políticas públicas lideradas por Alemania, Australia, California y Reino Unido en cuanto al despliegue de medición inteligente, evaluando sus grados de cumplimiento, explorando los principales desafíos enfrentados, contrastando los beneficios esperados y observados, y finalmente evaluando los aspectos de dichas experiencias que pueden ser exportados a la realidad chilena, de modo de entregar observaciones y recomendaciones para estimular la conversación crítica en torno a las ventajas del modelo actual, y el tipo de eficiencias y beneficios que pueden ser conseguidos mediante modificaciones específicas, integrando una visión estratégica en las potenciales modificaciones regulatorias.

A partir de la revisión de las estructuras tarifarias implementados en mercados internacionales con una amplia penetración de medición inteligente, se aplicaron dichas metodologías a casos tipo que representen la realidad chilena. Lo anterior, con la finalidad de visualizar los posibles efectos que podrían generarse en Chile, en caso de aplicarse este tipo de tarifas.

El estudio concluye con un análisis general de los resultados observados, entre los que destacan la necesidad de contar con mayor y mejor información sobre la caracterización energética de los clientes, y se recomienda extraer esta información de ejercicios de pilotaje a lo largo del territorio nacional. Como parte de las conclusiones, se entregan visiones estratégicas generales y recomendaciones de cambio regulatorio, entre las primeras se tiene la promoción de un rol emprendedor del Estado en cuanto la adopción de sistemas de medición inteligente, acompañado de campañas comunicacionales que promuevan los beneficios multidimensionales que estas traen consigo. Por otro lado se destaca la urgencia de modificaciones legales en cuanto al aumento de granularidad en los precios de energía transferidos a los clientes finales, así como la capacidad para crear nuevas opciones tarifarias y la consiguiente creación de un mecanismo de reliquidaciones para dichas remuneraciones.

2.1.1 Objetivo de la consultoría

El objetivo principal de la presente consultoría consiste en realizar un diagnóstico de la regulación en cuanto a la normativa habilitante para la adopción masiva de SMMC, además de proponer mejoras normativas y alternativas de tarificación, con el objetivo de generar incentivos lo suficientemente atractivos por medio de la transferencia de los beneficios sistémicos a los clientes finales para la adopción masiva de medidores inteligentes por parte de los clientes regulados.

Los objetivos específicos del trabajo se indican a continuación:

- Análisis de la regulación vigente en Chile en relación con la definición de fórmulas tarifarias para clientes regulados, determinación de Precios de Nudo Promedio y determinación del Valor Agregado de Distribución (VAD).
- Análisis de la regulación vigente en Chile en relación con medición inteligente.
- Estado del Arte a nivel internacional en relación con la implementación de medidores inteligentes y políticas públicas que permitan promover y mejorar la eficiencia en la utilización de recursos a partir de la instalación de estos.
- Análisis crítico de la eficacia de políticas públicas a nivel internacional para la adopción de medidores inteligentes y la captura de valor económico y social asociada a su instalación.
- Desarrollo de propuestas de cambios en la regulación de Chile, que permitan impulsar la adopción masiva de medidores inteligentes y tarifas que rescaten eficiencias asociadas a su implementación.
- Desarrollo de propuestas de estructuras tarifarias que permitan impulsar la adopción masiva de medidores inteligentes en Chile, así como el traspaso de sus beneficios a los clientes finales.

3 Definición de fórmulas tarifarias, Precio Nudo Promedio y Valor Agregado de Distribución

La presente sección contempla un diagnóstico de la regulación vigente, en particular se detalla la disponibilidad de opciones tarifarias para clientes regulados y se analiza su composición en virtud de variables de interés, como los Precios Nudo Promedio (PNP) y el Valor Agregado de Distribución (VAD).

Figura 1, muestra un resumen esquemático de los cuerpos regulatorios a evaluar como parte de esta revisión, comenzando por la Ley General de Servicios Eléctricos y su modificación mediante la ley 21.076, los respectivos decretos tarifarios para PNP y VAD, los reglamentos encargados de poner en práctica los aspectos generales de la ley (DS 327/1997) y de definir los criterios y las metodologías para fijar los precios nudos (DS 86/2012).

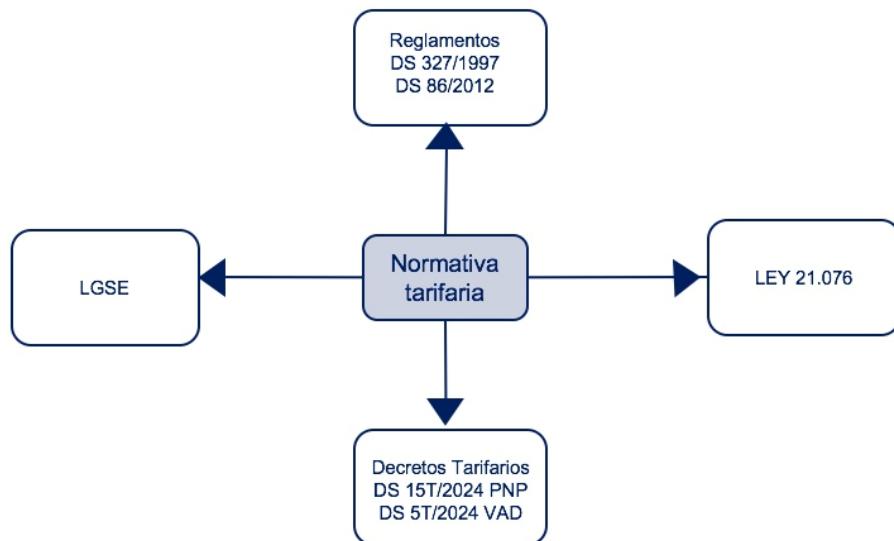


Figura 1: Análisis normativo de tarifas

3.1 Marco Regulatorio establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos

Como ya se indicó, el punto de partida del presente estudio es el Decreto 5T/2024 o VAD periodo 2020–2024, que incorporó tarifas diferenciadas para clientes con medidores inteligentes, disminuyendo el cargo por costo fijo, al transferir al cliente el menor costo de medición en el que incurren las distribuidoras. Sin embargo, probablemente esta habilitación no será suficiente para un recambio masivo de medidores, requiriéndose de otras medidas o políticas a desarrollar por la autoridad.

En tal sentido, es necesario analizar la regulación vigente y los espacios normativos existentes para traspasar la eficiencia de la medición inteligente a los clientes regulados.

Los precios a clientes regulados, en sus componentes que remuneran los costos de los sistemas de distribución y del sistema generación-transporte, son regulados por la LGSE en distintas partes de su articulado.

La LGSE estipula que es deber de las distribuidoras mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de evitar peligro para las personas o cosas, de acuerdo con las disposiciones reglamentarias correspondientes. Por este motivo, resulta relevante considerar que como el empalme y el medidor son parte de la red de distribución y, por tanto, de propiedad y responsabilidad de la distribuidora, son ellas las que deben mantenerlas y ajustarse a los estándares de calidad que dispone la normativa.

Por su parte, los decretos tarifarios de peajes de distribución, de los servicios no consistentes en suministros de energía y de valor agregado de distribución deben determinar la forma de incluir en sus fórmulas tarifarias la remuneración de los empalmes y medidores, así como las condiciones de aplicación de las tarifas asociadas a ellas.

Teniendo en consideración los dos puntos anteriores, se entiende que la ley permite amplios grados de "creatividad" en cuanto a definir exigencias técnicas a los equipos de medida y la forma de remunerarlo por la distribuidora a través de alguno de los decretos tarifarios indicados.

Sin embargo, el avance hacia equipos de medida con mayores prestaciones carece de sentido si no existe una política de aprovechamiento de las funcionalidades de los equipos en la gestión y uso de la energía eléctrica. Más cuando en un plazo de 5 o 10 años el costo de la energía y la componente distribución ex medidor es varias veces el costo del medidor. A modo de ejemplo, en una boleta de julio de 2025 por algo más de 350 kWh y una facturación de \$75.000 para una tarifa BT1, la componente que remunera el arriendo de medidor es de \$426 respecto del total de la cuenta, mientras que el consumo de energía es de casi \$69.000, lo anterior ejemplifica el punto expuesto, en cuanto a que, la principal componente de costo de la tarifa corresponde al costo de energía y al costo de la componente de distribución por lo que es más prioritario definir esquemas de tarificación que hagan uso de las prestaciones tecnológicas de este tipo de medidores para reducir las componentes con mayor impacto en la facturación y de esta manera incentivar el recambio de medidores por representar una mejora tangible para los usuarios.

Así, ahorros por precio en las tarifas de un mero 1% ya compensan el costo del medidor. Por lo que en 5 o 10 años los beneficios e incentivos son por el consumo de energía y no por el medidor.

Así, los medidores son un instrumento para lograr ciertos fines y no un fin per se. Los fines se pueden lograr a través de señales en los de precios que remuneran en alguna de las dos componentes principales de precios definidas en la Ley:

- a. **Precios a nivel de generación-transporte:** Estos precios se denominan "precios de nudo" y se definen para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tienen dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta.
- b. **Precios a nivel de distribución:** Estos precios se determinan sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, y de un valor agregado por concepto de costos de distribución y los cargos definidos en la Ley.

3.1.1 A nivel de generación-transporte

En cuanto al nivel de generación-transporte, la Ley impone que las distribuidoras deben disponer permanentemente del suministro de energía que les permita satisfacer el total del consumo de sus clientes sometidos a regulación de precios, debiendo contar con contratos de suministro⁵.

Las distribuidoras deben traspasar a sus clientes regulados los precios de generación que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos. Los precios promedio de energía deben ajustarse para que el precio de una distribuidora no sobrepase en más del 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas las distribuidoras⁶.

⁵ Artículo 131º LGSE.

⁶ Artículo 157º inciso primero LGSE.

Adicionalmente, en aquellas comunas intensivas en generación eléctrica se debe aplicar un descuento a la componente de energía del precio que las distribuidoras traspasan a los suministros sometidos a regulación de precios⁷.

Junto con lo anterior, en aquellas comunas en que se emplacen centrales cuya energía eléctrica generada, en su conjunto, sea mayor al 5% de la energía eléctrica generada por las centrales interconectadas, se debe aplicar un descuento adicional. Los descuentos deben ser absorbidos por todos los suministros de clientes sometidos a regulación de precios de las comunas no intensivas en generación⁸.

Como se observa, la Ley exige varias cosas: (i) el traspaso a clientes finales de precios promedios; (ii) que no existan grandes diferencias entre empresas; y (iii) que se apliquen ciertos descuentos a los precios de comunas con centrales de generación.

En general, los promedios y subsidios cruzados dificultan la entrega de señales de precio eficientes, ya que el consumo en zonas u horas más caras tiende a ser mayor al que se daría si vieran el precio real. Por otro lado, un desafío importante de una matriz de generación con una fuerte componente renovable radica en que los usuarios consuman energía principalmente en las horas de luz natural (como carga de vehículos eléctricos, lavados, limpieza y cocina durante el día).

Por lo tanto, el uso de medidores como una herramienta para cuantificar los consumos en ciertos bloques horarios depende de la posibilidad de definir precios a nivel generación–transporte diferenciados.

Aunque al definir los precios la Ley emplea el concepto de “precios generación que resulten de promediar los precios vigentes” en plural, dando a entender que podría haber más de un precio, cuando establece los mecanismos de promedio y descuentos se refiere a “el precio promedio de energía de una concesionaria” en singular. Por lo que, de una interpretación literal de la norma, podría concluirse que la Ley concibe tantos precios como distribuidoras, pero un solo precio por distribuidora, impidiendo la existencia de precios de nudo diferenciados por bloque horario o estacional.

Adicionalmente, los precios promedio fijados por el Ministerio deben incorporar las diferencias de facturación entre los valores contractuales (precios de nudo de largo plazo indexados mensuales) y los precios promedio fijados en del semestre anterior (abril u octubre), por lo que también existe un desfase temporal que también distorsiona las señales de precio y dificulta la implementación de precios por bloques horarios o estacionales.

Sin perjuicio de lo anterior, cabría sostener, mediante una interpretación armónica de la normativa y en consistencia con las actuales licitaciones de suministro que han incorporado las licitaciones por bloques horarios, a partir de la Ley N° 20.805, que perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulación de precios, que sí es posible establecer más de un precio promedio por distribuidora que refleje adecuadamente el resultado de las licitaciones de suministro a clientes regulados. La señalada ley facultó a la Comisión Nacional de Energía (“CNE” o “Comisión”) para diseñar las bases orientadas hacia el cumplimiento de distintos objetivos, no tan solo el de menores precios, sino también de mayor competencia, seguridad y diversificación. De esta manera, con el fin de dirigir o guiar las licitaciones hacia el cumplimiento de objetivos como mayor competencia y diversificación, desde la Licitación 2013/03-Segundo Llamado se introdujeron los denominados “Bloques Horarios” a lo largo del día, con el objetivo de adaptarse a tecnologías que solo pueden generar en determinadas horas, como es el caso de las energías obtenidas a través de la radiación solar y energía eólica.

Siendo lo anterior una realidad cabría preguntarse ¿Qué sentido podría tener que el instrumento que traspasa el resultado de las licitaciones de suministro a clientes regulados (decreto de precios de nudo promedio) prohíba o impida traspasar el total de los beneficios a esos clientes?

Sin embargo, aun cuando se resuelva el punto anterior, referido a la posibilidad de establecer más de un precio promedio por distribuidora que refleje los distintos bloques horarios, sea por la vía interpretativa o derechamente por la introducción de una modificación legal, es necesario resolver otra serie de cuestiones asociadas a la implementación de una medida como la señalada. En tal sentido, debiesen abordarse los siguientes aspectos:

⁷ Artículo 157º inciso tercero LGSE.

⁸ Artículo 157º inciso quinto LGSE.

- Consideración en los PNP por bloques horarios de los subsidios establecidos en la Ley (límite del 5% del promedio ponderado calculado para todas las concesionarias; RGL y ETR).
- Consideración del impacto de los PNP por bloques horarios en las restantes opciones tarifarias distintas a la BT1, en particular en aquellas tarifas con control de punta.
- Ajustes en las fórmulas tarifarias vigentes para la consideración del precio de la energía por bloque horario.
- Compatibilización de la medida con la voluntariedad establecida por la NTD respecto del cambio de medidores inteligentes. En tal sentido, si la opción de contar con medidores inteligentes es voluntaria no es posible establecer solo una tarifa horaria del precio de la energía puesto que ésta sería aplicable solo a aquellos que cuente con la correspondiente Unidad de Medida. Si se mantiene la voluntariedad para los medidores debiese también existir una tarifa plana.
- Resguardo del principio de no discriminación arbitraria.
- Aumento de complejidad de los procesos tarifarios de cálculo de PNP.

En lo que dice relación con la componente de transmisión, cabe señalar que cualquier incentivo o traspaso de eficiencia por esta vía requiere de una modificación legal, considerando que la LGSE actualmente establece un cargo único por uso. En este sentido, la Ley no contempla incentivos a no consumir en las horas de mayor exigencia de los sistemas de transmisión, ya que se trata de cargos unitarios por energía.

En el Anexo 1: Normas de la LGSE referidas a precios en generación - transporte, se detallan las normas legales y reglamentarias a tener presente en este ámbito.

3.1.2 A nivel de distribución

En cuanto al nivel de distribución, el valor agregado por concepto de costos de distribución se basa en empresas modelo y considera⁹:

- a. Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo;
- b. Pérdidas medias de distribución en potencia y energía; y
- c. Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el Valor Nuevo de Reemplazo de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización establecida en la Ley.

La Comisión debe estructurar fórmulas indexadas que expresan las tarifas en función de los precios de nudo y de los índices de precio de los principales insumos de la distribución para remunerar los valores agregados definitivos, debiendo estructurar tantas fórmulas como empresas y sectores de distribución en cada empresa se hayan definido¹⁰.

Como se observa en la redacción legal, los costos estándares de la letra c) se deben determinar por unidad de potencia suministrada. Esta referencia a potencia impone que esta componente de costos no puede ser remunerada a través de la energía suministrada, de la capacidad de los empalmes de los clientes u otra variable.

De manera complementaria a los mecanismos para los precios promedio, la Ley dispone que, en el conjunto de los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 1.500 kilowatts, las tarifas máximas que las empresas distribuidoras pueden cobrar por suministro a usuarios residenciales no pueden superar el promedio simple de éstas, calculadas sobre la base de un consumo tipo, incrementado en un 10% del mismo¹¹.

De manera similar a lo dicho para los precios promedio, la exigencia de promedios diluye los efectos de las señales de precios. Sin embargo, como se muestra más adelante en este informe, los decretos han construido tarifas diferenciadas por potencia suministrada y por potencia en horas de punta, y algún grado de libertad queda, ya que la redacción legal habla de fórmulas indexadas y tarifas expresadas en función de los precios de nudo y de los índices de precio de los principales insumos de la distribución, sin acotarlo a un precio por distribuidora.

⁹ Artículo 182º LGSE.

¹⁰ Artículo 185º LGSE.

¹¹ Artículo 191º LGSE.

La asignación de los costos estándares en función de la potencia suministrada podría generar efectos contradictorios con los hábitos de consumo, ya que por un lado la distribuidora tiene incentivos a aumentar los consumos, ya que así sube sus ingresos; pero los eventuales ahorros de potencia de los clientes durante un cuadrienio podrían traducirse en incrementos en las tarifas de siguientes cuadrienios. Por ejemplo, en un cuadrienio, la tarifa unitaria se construye con la razón entre el VNR y la potencia consumida total de la distribuidora (Pini). Si, a igual VNR de la distribuidora, los consumos bajan sus demandas a una potencia Pfin ($Pini > Pfin$) en el siguiente cuadrienio la tarifa unitaria debe subir para cumplir con la rentabilidad de la distribuidora, por lo que se diluyen los incentivos a bajar la demanda. En este caso, una tarifa proporcional a la capacidad del empalme e independiente de la potencia y energías suministradas podría evaluarse. Sin embargo, el uso de sistemas de medida con mayores funcionalidades no tendría importancia, siendo de utilidad sólo las funciones de control y supervisión remotos para la gestión de la red de distribución.

En el Anexo 2: Normas de la LGSE referidas a clientes regulados y sistemas de medición Se muestran extractos y resúmenes de los textos legales relacionados a los temas indicados.

3.2 Ley N° 21.076

La Ley N°21.076 modificó la LGSE para imponer a las empresas distribuidoras de energía la obligación de solventar el retiro y reposición del empalme y medidor en caso de inutilización de las instalaciones por fuerza mayor, para lo cual dispuso que el empalme y el medidor son parte de la red de distribución y por tanto de propiedad de la distribuidora.

Como artículo primero transitorio se dispone que, para efectos de esta ley, los usuarios que a la fecha de su publicación en el Diario Oficial (27 febrero 2018) sean propietarios de medidores o empalmes mantendrán dicha titularidad hasta que se produzca el cambio de alguna de estas instalaciones por parte de la concesionaria del servicio público de distribución o de aquel que preste el servicio de distribución, de acuerdo a los requerimientos de la red eléctrica para el debido cumplimiento de la normativa vigente.

Respecto de usuarios que sean propietarios del medidor o empalme, la concesionaria del servicio público de distribución o aquel que preste el servicio de distribución, a partir de la publicación de la ley en el Diario Oficial, debe asumir íntegramente el costo del retiro o desmantelamiento del empalme y del medidor, así como la ejecución o instalación del empalme y del medidor cuando sea necesaria su reposición, siempre que la inutilización o destrucción de dichas instalaciones se haya producido por fuerza mayor, como terremoto, salida de mar, temporal u otra calamidad, y que la autoridad competente haya decretado estado de catástrofe, de conformidad con la normativa vigente. El retiro o desmantelamiento y la ejecución o instalación del empalme y del medidor señalados en este inciso no están condicionados a la inexistencia de servicios impagos, ya sea total o parcialmente, al momento en que se produzca la fuerza mayor y se decrete estado de catástrofe por la autoridad competente.

3.3 Análisis de fórmulas tarifarias según disposiciones reglamentarias y decretos regulados

3.3.1 Decreto 327/1997

Este decreto fija el reglamento de la LGSE, del Ministerio de Minería, en donde se detalla la forma de realizar los estudios tarifarios y los decretos de fijación de tarifas así como también el cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), sin embargo es importante tener presente que las materias referidas tanto a estudios tarifarios como a decretos, no se encuentran actualizados por lo que se encuentran tácitamente derogadas, mientras que el cálculo del VNR si se encuentra vigente y es utilizado por la Superintendencia para el chequeo de la rentabilidad de las empresas.

3.3.2 Decreto 86/2012

Este cuerpo legal aprueba el reglamento para la fijación de precios de nudo, del Ministerio de Energía, la intención principal de este reglamento era reglamentar los precios traspasables a clientes regulados de las distribuidoras, que corresponden al promedio de los precios de nudo vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos.

Sin embargo, en la actualidad el documento no reporta las modificaciones más recientes en materias tarifarias, pues la última modificación del reglamento es del año 2015 y no refleja los cambios legales de la Ley 20.805 de 2015 y siguientes cambios relevantes a la ley en materia de tarifas a clientes regulados.

3.3.3 Decreto tarifario 14T/2025¹²

Este decreto fija Precios de Nudo Promedio (PNP) en el Sistema Eléctrico Nacional, de acuerdo con el artículo 158º de la LGSE y fija ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial, del Ministerio de Energía.

En particular, tal como lo establece el artículo 158º de la Ley, el Ministerio de Energía está encargado de fijar en los meses de enero y julio de cada año, los precios promedio que los concesionarios de servicio público de distribución deban traspasar a sus clientes regulados, para llevar a cabo dicha labor debe contar previamente con un informe de la Comisión.

El decreto 14T corresponde al último decreto promulgado y publicado por el Ministerio a la fecha de elaboración de este informe.

Para definir los precios traspasables a los clientes regulados se consideran los siguientes aspectos:

- **Precios de Nudo de Largo Plazo de energía y potencia.** Son aquellos precios que debe pagar una distribuidora a su suministrador en virtud del contrato de suministro respectivo, suscrito a partir de las licitaciones públicas reguladas en conformidad a los artículos 131º y siguientes de la Ley.
- **Precio de nudo promedio.** Precios de generación que resulten de promediar los precios vigentes para suministros a clientes regulados conforme a sus respectivos contratos.
- **Ajuste o Recargo.** Ajuste o recargo a nivel de distribución aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria de servicio público de distribución, resultante de la aplicación del artículo 157º de la Ley (equidad tarifaria e intensidad de generación) y de la incorporación de los cargos de reliquidaciones que correspondan.
- **Beneficio a Cliente Final.** Beneficio contemplado en el artículo 4 de la ley N° 21.472, que corresponde a la diferencia de valorización de los respectivos consumos entre los precios de nudo promedio correspondientes o del decreto respectivo para el caso de los sistemas medianos y los precios establecidos en el artículo 3 de dicho cuerpo normativo (precios preferentes de fondo de estabilización de tarifas).
- **Cargo MPC.** Cargo que se adiciona a los precios de energía traspasables a los clientes regulados en las fijaciones a que se refiere el artículo 158º de la ley, y cuyo objetivo, de conformidad al artículo 11 de la ley 21.472, es permitir extinguir progresivamente los saldos originados por la aplicación de la ley N° 21.185, así como para pagar las obligaciones del Fondo de Estabilización de Tarifas, y los documentos de pago emitidos de acuerdo con la ley N° 21.472, y sus modificaciones posteriores, de acuerdo con las condiciones que en ellos se contienen.
- **Cargo Unitario SSR.** Cargo unitario en pesos por kilowatt hora, determinado por la Comisión sobre la base de los descuentos efectivamente aplicados por las empresas concesionarias de servicio público de distribución en la facturación a los operadores de servicios sanitarios rurales.
- **Comunas reconocidas como zonas en transición.** Descuento del 40% a la componente de energía del precio de nudo establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución que las empresas distribuidoras traspasan a los clientes en aquellas comunas que han sido reconocidas como zonas en transición por el Consejo de ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático.
- **Déficit Semestral de la Distribuidora.** Suma de los montos que no pudieron ser recaudados por la Distribuidora.
- **Diferencias por Compras.** Monto de dinero determinado por el Coordinador correspondiente a la suma de las diferencias entre los retiros físicos de energía del respectivo contrato de suministro de cada hora valorizados a los costos marginales en los correspondientes puntos de retiro asociados al respectivo sistema de transmisión zonal, y las compras de energía en los puntos de compra de dichos retiros, valorizadas a los costos marginales de los correspondientes puntos de compra.
- **Diferencias de Facturación.** Diferencia en el pago en la facturación de la energía y potencia que se genere entre la aplicación de los niveles de precios fijados en el respectivo contrato y aquellos establecidos para el respectivo contrato en el decreto de precio nudo promedio vigente al momento de aplicación de la tarifa.
- **Diferencias por Retraso del Decreto.** Corresponden a las diferencias de facturación de energía y potencia entre los niveles de precios de los respectivos contratos establecidos en el decreto de precios de nudo promedio, que se haya publicado en el Diario Oficial con retraso y aquellos precios que fueron efectivamente aplicados producto del retraso de la publicación del señalado decreto, descontando las diferencias de los Beneficios al Cliente Final resultantes del decreto de precio de nudo promedio publicado con retraso y del decreto de precio de nudo promedio efectivamente aplicados producto del retraso, durante el período de retraso.
- **Diferencias de Facturación No Pagadas.** Corresponden a las diferencias de valoración mensual de los respectivos contratos o del decreto respectivo para el caso de los sistemas medianos y los precios establecidos en el decreto de precios de nudo promedio vigente al momento de la facturación para el correspondiente contrato, y toda otra

¹² Publicado en el Diario Oficial el 8 julio 2025.

diferencia de facturación que no haya sido pagada a los suministradores ni reconocida a través de documentos de pago.

- **Excedente Semestral de la Distribuidora.** Suma de los montos de exceso de recaudación por parte de la distribuidora.
- **Fondo de Estabilización de Tarifas.** Corresponde al fondo a que se refiere el artículo 212º-14 de la ley, el cual es administrado por la Tesorería General de la República, cuyo objeto es la estabilización de las tarifas eléctricas para clientes regulados y el pago de los saldos originados por la aplicación de las leyes N° 21.185 y N° 21.472, y sus modificaciones, y el financiamiento del subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica para usuarios residenciales establecido en el artículo sexto transitorio de la ley N° 21.667.
- **Mecanismo de Protección al Cliente.** Mecanismo a que se refiere el artículo 2 de la ley N° 21.472, que estabiliza los precios de energía, para el Sistema Eléctrico Nacional y los sistemas medianos, complementario a aquel establecido en la ley N° 21.185.
- **Saldos Contabilizados según ley N° 21.185 o Saldos PEC.** Corresponde a los saldos originados con motivo de la aplicación del mecanismo de estabilización de precios establecido en el artículo 1º de la ley N° 21.185.
- **Saldo Final Restante.** Corresponde al valor acumulado de beneficios a cliente final aplicado por las distribuidoras más los costos financieros indicados en el artículo 6 de la ley N° 21.472, al que deberán descontarse los pagos realizados por la Tesorería General de la República, de conformidad a lo establecido en el artículo 10 del mismo cuerpo legal.

3.3.4 Decreto tarifario 5T/2024

Este decreto fija las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican, del Ministerio de Energía.

La estructura de los precios a nivel de distribución considera los precios de nudo establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, los cargos por uso de los sistemas de transmisión, por servicio público y el valor agregado por concepto de costos de distribución. El Decreto 5T es el decreto de valor agregado para el periodo 2020 – 2024 y que se encuentra vigente. Este decreto establece disposiciones a las tarifas para los clientes regulados, y los precios y condiciones de aplicación de ellas. Se establecen las fórmulas tarifarias con las que se determinan los cargos de cada una de las tarifas disponibles, pudiendo señalar algunos aspectos relevantes, sin entrar a detallar cada una de las fórmulas:

- a. Los cargos por energía y potencia contienen factores de expansión de pérdidas en las redes de alta y baja tensión de distribución.
- b. Los cargos fijos dependen del tipo de medidor que posee el cliente final.
- c. Los costos de distribución que pagan el VAD (CDAT y CDBT) se aplican íntegramente en los cargos por potencia. De esta forma, el consumo de energía paga el contrato de suministro de la distribuidora con su generador, mientras que los consumos de potencia pagan la potencia de suficiencia del sistema eléctrico y a la distribuidora y su red. Aunque en apariencia esto no se cumple en las opciones tarifarias con sólo cargos por energía (BT1), al ver la construcción de las tarifas (Numeral 6.1 de este Decreto 5T) se observa que el CDBT sí se asigna al “Cargo por potencia en su componente de distribución”, pero luego se “energiza” dividiendo por el número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema de distribución (NHUDB).
- d. Los ajustes para cumplir con las exigencias de equidad tarifaria se hacen a través factores que ponderan a los costos de distribución CDAT y CDBT.
- e. Los costos de distribución CDAT y CDBT y cargos fijos son ponderados por factores de ajuste anuales en cada año de aplicación de las tarifas, dando cuenta de la evolución de la demanda agregada de la distribuidora y sus efectos en la recaudación.

El decreto se basa en el “Informe Técnico Definitivo de propuesta de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución, cuadriennio noviembre 2020-noviembre 2024 de la Comisión”, el que adicionalmente contiene una sección relativa al chequeo de rentabilidad de las empresas distribuidoras y las respuestas de la Comisión a las observaciones recibidas a la versión preliminar del informe.

Otros aspectos del decreto se resumen a continuación:

- I. Los usuarios sometidos a regulación de precios que a la fecha de entrada en vigencia del decreto se encuentren ubicados en zonas de concesión de las empresas que se indican, están sujetos a los niveles tarifarios dados por la clasificación de área típica de distribución correspondiente a la empresa que le otorga el suministro.
- II. Las tarifas fijadas se aplican a:

- Los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kilowatts, 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;
 - Los suministros a usuarios finales de potencia conectada inferior o igual a 5.000 kilowatts, efectuados desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica, en sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación;
- III. Los clientes pueden elegir libremente cualquiera de las opciones de tarifas que se describen en el decreto, con las limitaciones y condiciones de aplicación establecidas en cada caso y dentro del nivel de tensión que les corresponda.
- IV. Las distribuidoras pueden ofrecer opciones tarifarias adicionales, en adelante tarifas flexibles reguladas ("TFR"), bajo las condiciones que se resumen a continuación:
- Las características y condiciones de aplicación de las TFR deben estar permanentemente publicadas tanto en oficinas comerciales como en el sitio de dominio electrónico de la empresa.
 - Cada 12 meses de vigencia de las TFR, la empresa debe verificar e informar a cada cliente que se encuentre acogido a una TFR la comparación entre la facturación de los últimos 12 meses con la TFR y la que el cliente hubiese percibido con la opción tarifaria de referencia, para el mismo consumo. Si se verificare que la facturación con TFR es superior a la de la opción tarifaria de referencia del mismo periodo, a partir del mes siguiente, la empresa debe facturar los consumos del cliente con la opción tarifaria de referencia, a menos que expresamente el cliente le señale lo contrario.
 - En cualquier momento el cliente puede elegir una nueva tarifa, ya sea TFR o de aquellas establecidas en el numeral 3 siguiente. Con excepción de los pagos remanentes por concepto de potencia que el cliente hubiese pactado con la empresa, el término de un acuerdo o convenio de TFR no deberá significar ningún tipo de costo o aporte de responsabilidad del cliente.
- V. Las tarifas disponibles a usuarios finales se agrupan según:
- Se trata de clientes residenciales o no residenciales;
 - El nivel de tensión (alta o baja tensión);
 - Capacidad del empalme;
 - Potencia leída o contratada;
 - Existencia o no de unidad de medida perteneciente al sistema de medición, monitoreo y control (SMMC); y
 - Facturación de potencia máxima en horas de punta y suministrada.

En el Anexo 3: Opciones tarifarias DS 5T/2024 y cargos aplicados a las tarifas se realiza una revisión de las opciones tarifarias reguladas y se resumen las principales cualidades de las diferentes opciones.

El decreto tarifario del VAD establece, además, las condiciones de aplicación de las tarifas. De estas condiciones se pueden destacar los siguientes aspectos relacionados con el comportamiento horario de los consumos:

- a. Cuando la potencia contratada o la demanda máxima de potencia leída está siendo usada manifiestamente durante las horas de punta del sistema eléctrico, independientemente de si dicha potencia es o no utilizada en el resto de las horas del año, el consumo es calificado como "presente en punta" y se le debe aplicar el precio unitario correspondiente.
- b. Cuando la potencia contratada o la demanda máxima de potencia leída está siendo usada parcialmente durante las horas de punta del sistema eléctrico, independientemente de si dicha potencia es o no utilizada en el resto de las horas del año, el consumo es calificado como "parcialmente presente en punta", y se le debe aplicar el precio unitario correspondiente.
- c. Reconocimiento horario de costos asociados al suministro eléctrico. Los suministros que cuenten con unidad de medida del SMMC o con medidor con resolución cada 15 minutos o inferior, y memoria masa para el registro de energía, de la demanda máxima de potencia en horas de punta y demanda máxima de potencia suministrada, es decir, aquellos acogidos a las opciones tarifarias TRBT, TRAT, BT6, AT6, TRBT2, TRBT3, TRAT2, TRAT3, BT5 y AT5, pueden optar al pago por su aporte conjunto de potencia a la demanda máxima de potencia en horas de punta de la empresa distribuidora.

El referido aporte se calcula como el promedio del aporte de la demanda del cliente para cada una de las horas de punta consideradas por la empresa distribuidora para la facturación a sus suministradores por concepto de compras de potencia destinada a abastecer clientes regulados. Para cada una de dichas horas, el aporte de la

demandas del cliente corresponden a la medición de su demanda en el mismo pulso que determina la respectiva demanda de compra de la distribuidora.

3.3.5 Componentes del Valor Agregado de Distribución (“VAD”)

La forma en que deben ser reconocidos los sistemas de medidas de las empresas distribuidoras, junto al resto de las componentes del valor agregado de distribución, debe hacerse en los estudios tarifarios. Estos estudios deben desarrollarse conforme a las respectivas bases técnicas, las que para el cuadriénio 2024-2028, en lo relativo a sistemas de medida, señalan los siguientes puntos:

- I. Para efectos del desarrollo del estudio, debe considerarse que la responsabilidad por la mantención de los empalmes y medidores será de los concesionarios, en concordancia con lo dispuesto en los artículos 107° y 124° del Decreto Supremo N° 327 del Ministerio de Minería, de 1997, que fija reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos. Consecuentemente, el consultor debe diseñar la prestación del servicio de distribución considerando los aspectos técnicos y los costos eficientes para dar cumplimiento a esta responsabilidad, conforme a la NTD y otras normas vigentes al momento de inicio del estudio.
- II. El dimensionamiento de la empresa modelo debe considerar sólo los empalmes y medidores comprendidos en el inciso segundo del artículo primero transitorio de la Ley N° 21.076 en lo que corresponda¹³. Para estos efectos, el consultor debe determinar la valorización asociada a asumir íntegramente el costo del retiro o desmantelamiento del empalme y del medidor, así como la ejecución o instalación del empalme y del medidor cuando sea necesaria su reposición, para aquellos casos en que, habiendo sido éstos de propiedad del cliente, queden inutilizables o destruidos producto de hechos como terremoto, salida de mar, temporal, otra calamidad, u otros que en este sentido correspondan a fuerza mayor, y que la autoridad decrete como estado de catástrofe, de conformidad con la normativa vigente.

La referida estimación debe construirse en base a probabilidades de ocurrencia de dichos hechos, a los costos eficientes y a las anualidades de las inversiones que sean necesarias, todo de acuerdo a lo que determine el consultor, sujeto a que su realización no conlleve en ningún caso dobles pagos ni cobros específicos posteriores al cliente.

- III. Con todo, el equivalente de los costos resultantes de aplicar la metodología antes descrita no puede superar la prima de un seguro eficiente, cuya cobertura contemple prestaciones equivalentes. Los mayores costos que representan estas exigencias deben ser incorporados por el consultor dentro de las partidas de costos o inversión de la empresa modelo en la proporción que corresponda, resguardando la debida coherencia de dicha asignación con la estructura que posea la alternativa definida como eficiente.
- IV. En el punto 4.2 Etapas del estudio se contempla como letra e) de Costos unitarios del Sistema de Medida y Monitoreo.

Se entenderá por costos unitarios del Sistema de Medida y Monitoreo aquellos costos necesarios para el dimensionamiento de los Sistemas de Gestión de Calidad (SGC), Sistemas de Transferencias Económicas (STE), Sistemas de Monitoreo (SMO) y Campañas de Medición establecidos en el Capítulo 6 de la NTD que serán considerados en el dimensionamiento de la empresa modelo, tales como inversión, adquisición, instalación, explotación y mantenimiento.

- V. Asimismo, en el numeral 5.3 de Dimensionamiento de la operación y mantenimiento de la empresa modelo se establece que a partir de las instalaciones del sistema eléctrico económicamente adaptadas a la demanda definidas para la empresa modelo, el consultor deberá dimensionar la operación y mantenimiento de tales instalaciones, incluyendo las funciones permanentes asociadas a los equipos de medida y empalmes, independiente de la

¹³ “Respecto de usuarios que sean propietarios del medidor o empalme, la concesionaria del servicio público de distribución o aquel que preste el servicio de distribución, a partir de la publicación de la presente ley en el Diario Oficial, deberá asumir íntegramente el costo del retiro o desmantelamiento del empalme y del medidor, así como la ejecución o instalación del empalme y del medidor cuando sea necesaria su reposición, siempre que la inutilización o destrucción de dichas instalaciones se haya producido por fuerza mayor, como terremoto, salida de mar, temporal u otra calamidad, y que la autoridad competente haya decretado estado de catástrofe, de conformidad con la normativa vigente. El retiro o desmantelamiento y la ejecución o instalación del empalme y del medidor señalados en este inciso no estarán condicionados a la inexistencia de servicios impagos, ya sea total o parcialmente, al momento en que se produzca la fuerza mayor y se decrete estado de catástrofe por la autoridad competente.”.

titularidad de dominio sobre ellos, estableciendo las actividades en características y cantidad, los requerimientos de recursos humanos, de instalaciones, equipamiento, materiales y repuestos.

- VI. Dentro del numeral 6.2 de Costos de atención de clientes de la empresa modelo, CEXAC. Se consideran Costos de lectura de medidores según tipo de medidor, CEXLM; calculado como la suma:

$$CEXLM = CEXLMME + CEXLMMD + CEXLMMH + CEXLMUM$$

CEXLMME: Costo de lectura medidor simple de energía.

CEXLMMD: Costo de lectura medidor de energía con medidor de demanda máxima.

CEXLMMH: Costo de lectura medidor de energía con medidor de demanda horaria.

CEXLMUM: Costo de lectura de la Unidad de Medida que es parte del SMMC.

- VII. En el numeral 6 de vidas útiles, se fija para Medidores, Sistemas de Medida y Monitoreo una vida útil de 15 años.

Se debe recordar que las fórmulas y estructuras tarifarias no forman parte de los estudios, ya que son recomendadas por la CNE al Ministerio en etapas posteriores, por lo que las bases técnicas no tienen menciones a ellas.

3.4 Avance en medición inteligente

La presente sección contempla un análisis de la regulación vigente asociada a medición inteligente. Los contenidos tratados en este apartado se encuentran resumidos en la Figura 2, la cual resume los principales espacios de avance regulatorio en cuanto a materias de medición inteligente, destacando los progresos contenidos en la Norma Técnica de Calidad de Servicio en Distribución, la influencia de Normativa internacional, el desarrollo del Anexo técnico sobre Sistema de Medición Monitoreo y Control (SMMC) y cómo estos últimos han sido considerados en instancias como el DS 5T/2024 y el VAD.

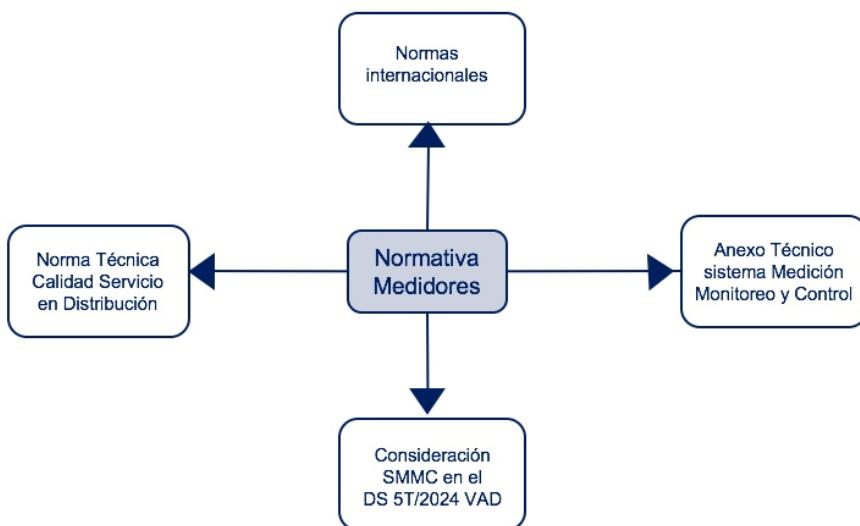


Figura 2: Análisis Normativo De Medidores.

3.4.1 Norma Técnica de Calidad de Servicio de Sistemas de Distribución

La NTD tiene como objetivo general permitir el correcto funcionamiento de sector eléctrico, regulando los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos, del funcionamiento de los sistemas de distribución, en particular, los estándares de calidad de servicio para dichos sistemas.

Dentro de las exigencias de la norma, el Capítulo 6 establece aquellas a los sistemas de medida y monitoreo, incluyendo a los sistemas de monitoreo en las cabeceras de los alimentadores, sistemas de medida para transferencias económicas, y el sistema de medición, monitoreo y control.

El foco del análisis se hace en los sistemas de medición para los clientes finales y no en los otros sistemas. Por este motivo, el artículo 6-11 es el que debe ser analizado, ya que es el del sistema de medición, monitoreo y control que se usa con los clientes.

“Artículo 6-11 Incorporación de Empresas Distribuidoras

La Empresa Distribuidora deberá Implementar el SMMC (Sistema de Medición, Monitoreo y Control), el cual utilizará el SGC (Sistema de Gestión y Calidad) con el objeto de monitorear y gestionar, cuando corresponda, las exigencias de Calidad del Servicio y las unidades de medidas para sus Clientes.

Las exigencias asociadas al SMMC que deberá implementar la Empresa Distribuidora, se encuentran establecidas en el Anexo Técnico “Sistemas de Medición, Monitoreo y Control”.

Sin perjuicio de lo anterior, dichos sistemas deberán disponer, al menos, de las siguientes funcionalidades generales:

1. **Medición:** El sistema deberá permitir la medición remota de los consumos e inyecciones de energía activa y reactiva de los Clientes y SD con la resolución que defina el AT SMMC.
2. **Monitoreo:** El sistema deberá permitir el monitoreo remoto de las principales variables de Calidad de Suministro y de Calidad de Producto en el Sistema de Distribución, según se establezca en el Anexo Técnico “Sistemas de Medición, Monitoreo y Control”. Sin perjuicio de lo anterior, se deberán monitorear, al menos, las siguientes variables:
 - 2.1.1. Tensión.
 - 2.1.2. Corrientes.
 - 2.1.3. Estado de suministro.

En particular, respecto del estado de suministro, el sistema deberá ser capaz de notificar las desconexiones mayores a 30 segundos de los Clientes o Usuarios que estén sincronizados con el SGC en los tiempos de notificación que define el AT SMMC.

3. **Control:** El sistema deberá permitir la conexión y desconexión y limitación de potencia en consumos o inyecciones de Clientes o Usuarios de manera remota.

En el Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control de la presente NT se establecerá el nivel de desempeño con que se deberán cumplir las exigencias establecidas en el presente Artículo, el que no podrá ser inferior a un 90%, para un periodo de tiempo que será establecido en dicho anexo.

“Por último, el Sistemas de Medición, Monitoreo y Control deberá disponer de herramientas que permitan proteger el sistema y la información asociada, frente a las distintas amenazas a las que pudiera verse expuesto.”

Se puede observar que la exigencia del artículo es genérica, ya que remite al Anexo Técnico “Sistemas de Medición, Monitoreo y Control” para el detalle de las exigencias.

Dentro de estas exigencias genéricas se encuentra que los sistemas deben disponer, al menos, de medición remota de los consumos; monitoreo remoto de variables de calidad de servicio, como tensión, corriente y estado de servicio; y control remoto del empalme para conexión, desconexión y limitación de la potencia consumida.

Antes de entrar al análisis específico del anexo técnico, se puede observar que las exigencias técnicas genéricas se encuentran en la gama de productos que ofrece la industria, en la que se encuentran opciones de modelos o soluciones modulares, en las que a partir de un módulo o equipo básico se pueden agregar funciones opcionales según las necesidades de los usuarios. Como es de esperar, las soluciones de equipos incrementan su costo con las funciones que se agregan.

Por lo anterior, en términos generales, no se observan dificultades de cumplir con las exigencias técnicas a los equipos de medida de la norma, siendo el costo y disponibilidad de ancho de banda las variables relevantes para la toma de decisiones.

Finalmente, se establece el desempeño mínimo que deben cumplir los SMMC, según las disposiciones del Anexo Técnico.

3.4.2 Anexo Técnico del Sistema de Medición Monitoreo y Control

El objetivo del Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución es establecer exigencias técnicas mínimas que permitan asegurar un nivel de calidad, seguridad, escalabilidad e interoperabilidad para los SMMC, que deben implementar las Empresas Distribuidoras.

Se establecen exigencias aplicables a las empresas distribuidoras y a todos los equipos, sistemas y componentes de los SMMC, así como a las mediciones, datos e información que se obtengan a través de los SMMC y a las distintas funcionalidades que estos sistemas deben disponer.

Se establecen las obligaciones de las empresas y clientes, y funciones de la Superintendencia, así como la arquitectura y los siguientes componentes mínimos de los SMMC:

1. **Unidad de Medida**, que contiene el medidor de las variables eléctricas; transformador de medida; unidad de comunicaciones; pantalla de visualización; dispositivo de conexión, desconexión y limitación de potencia; y reloj comutador horario.
2. **Unidad Concentradora (opcional)**, que puede operar como puerta de enlace entre una o más Unidades de Medida, Unidades Concentradoras y el Sistema de Gestión y Operación del SMMC.
3. **Sistemas de Gestión y Operación**, que corresponde a un hardware, software o conjunto de aplicaciones informáticas que permiten administrar, controlar y gestionar la información, datos y comandos relacionados con la medición y control del suministro de los clientes y usuarios del sistema de distribución.
4. **Almacén de reportes y datos**, que contiene los datos e información ya procesada y agregada según los requerimientos de los reportes que gestione.
5. **Comunicaciones**, que permiten la transferencia de datos entre los diferentes componentes del SMMC, y desde y hacia este último.
6. **Seguridad**, que proteja la memoria de datos, detecte intentos de acceso no autorizados, prohíba accesos no autorizados al SMMC y evite la manipulación de información, permitiendo con ello la protección de la integridad y autenticidad de los datos.
7. **Interfaces de interoperabilidad**, por medio de las cuales se lleva a cabo la comunicación entre la unidad de medida, el visualizador, la unidad concentradora, el sistema de gestión y operación, el almacén de datos y reportes, y otros sistemas de la empresa distribuidora, las partes interesadas, entre otras.
8. **Sistema de Sincronización horaria**, que permita garantizar la configuración horaria de los componentes del SMMC a la hora oficial.

Para efectos de implementar la arquitectura anterior, el Anexo establece disposiciones relativas a:

- Exigencias sobre unidades de medida y unidades concentradoras.
- Exigencias sobre sistema de gestión y operación.
- Exigencias sobre comunicaciones y seguridad.
- Exigencias sobre desempeño de los SMMC.
- Información y auditorías de los SMMC.

Las empresas distribuidoras deben contemplar herramientas y actividades oportunas relacionadas con el mantenimiento de los SMMC para asegurar el correcto funcionamiento de sus componentes, la disponibilidad de las funcionalidades requeridas y la integridad de la información gestionada por los SMMC.

Se establecen normas internacionales que deben cumplir los SMMC y sus componentes, tales como:

- **Norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016** respecto de las características de tensiones, corrientes, frecuencias normalizadas de referencia, influencia de la tensión de alimentación, calentamiento, aislamiento, inmunidad de falla a tierra y EMC.
- **Norma IEC 62052-31:2015** respecto de requisitos de seguridad.
- **Norma IEC 62053-61:1998** respecto del consumo de potencia en el circuito de tensión.
- **Normas IEC 62053-21:2003+AMD1:2016, IEC 62053-22:2003+AMD1:2016 y IEC 62053-23:2003+AMD1:2016** respecto del consumo de potencia en el circuito de corriente.

- **Norma IEC 62056-6-1:2017** respecto de los datos entregados por el medidor, protocolos de intercambios de datos.
- **Norma IEC 61968-9:2013** respecto del intercambio de información entre sistemas de medida.
- **NCH.Elec. 4 sobre “Instalaciones de Consumo en Baja Tensión”** para las cajas de protección y el resguardo de las componentes del SMMC.
- **Normas IEC 60529:1989+AMD1:1999+AMD2:2013, IEC 62053-21:2003+AMD1:2016** respecto de los grados de aislación.

Se establecen exigencias a los datos mínimos que el SMMC debe permitir almacenar y gestionar, y al grupo de datos o informes mínimos que éste debe generar.

En caso de que exista una pérdida de datos irrecuperable y que impida a la empresa distribuidora llevar a cabo la facturación de los consumos de los servicios, la empresa distribuidora debe informar tal hecho tanto a la Superintendencia como al usuario afectado.

En este caso, y para efectos de facturación, las medidas deben ser obtenidas desde los sistemas redundantes que se encuentren implementados, y, a falta de éstos, la empresa distribuidora deberá hacer una estimación de energía y de potencia, en concordancia con la opción tarifaria en aplicación del servicio afectado, de acuerdo con el procedimiento específico que para tal efecto defina la Superintendencia.

Se debe asegurar la protección y confidencialidad de los datos, almacenados o transmitidos del SMMC contra su afectación accidental o intencional.

Los SMMC que implementen las empresas distribuidoras deben cumplir, al menos, con los niveles de eficacia o desempeño por cada par Comuna – Empresa del “Anexo Clasificación de Redes: Comuna – Empresa de la NTD” que se establecen.

- **Desempeño de la Medición**, dado por el porcentaje de datos consumos e inyecciones de energía activa y reactiva obtenidos de manera remota respecto del total que debería estar almacenado.
- **Desempeño del Monitoreo del Estado de Suministro**, dado por el porcentaje de la cantidad de notificaciones remotas exitosas de las desconexiones eléctricas efectivas del servicio eléctrico respecto del total de desconexiones que deberían haberse notificado.
- **Desempeño del Monitoreo de Eventos SMMC y Alarma**, dado por el porcentaje de la cantidad de registros remotos exitosos de eventos respecto del total que deberían haber sido almacenados.
- **Desempeño del Control**, dado por el porcentaje de la cantidad de conexiones, desconexiones o limitaciones exitosas respecto del total de conexiones, desconexiones o limitaciones que deberían haberse realizado.

La información obtenida a través de los SMMC en los puntos de conexión de cada usuario debe ser utilizada por la empresa distribuidora para el cumplimiento de procesos de facturación y de operación del sistema de distribución, con estricto apego a la normativa vigente. Asimismo, dicha información debe estar disponible de manera permanente para la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión para el adecuado ejercicio de sus funciones, cuidando resguardar la privacidad de los datos del cliente.

El cliente o usuario tiene derecho de acceso, cancelación, oposición y portabilidad de la información obtenida a través de los SMMC en su punto de conexión. Los referidos derechos son personales, intransferibles e irrenunciables y no pueden limitarse por ningún acto o convención.

Las empresas distribuidoras deben contratar la realización de una homologación inicial del SMMC que implementen y, posteriormente, de auditorías, a los objetos de supervisar los procesos asociados a la implementación de los SMMC y de los planes de mejora continua, y que cumplan con las exigencias de la norma.

En el Anexo 4: NTD y Anexo Técnico SMMC se incluye un resumen de las materias abordadas por la NTD y por el Anexo Técnico SMMC, donde se destacan algunas materias que solo están a nivel del anexo que se estima oportuno que se incorporen en la NTD atendida su relevancia y rango normativo. Lo anterior cobra mayor relevancia en materias de alta sensibilidad social que requieren aceptación y confianza por parte de la ciudadanía para su implementación. En tal sentido, destaca lo siguiente:

1. Especificar en la NTD escalabilidad, ciberseguridad, protección de los derechos de los clientes finales/usuarios, e interoperabilidad.
2. Traspasar desde el Anexo Técnico a la NTD, la obligatoriedad de auditoría y mantenimiento, especificando el periodo sobre el que se mide el $\geq 90\%$ de desempeño.

3.4.3 Sistemas de medida en el Decreto VAD 2020-2024

Las exigencias de la norma técnica de distribución se consideraron en los estudios de costos de distribución, definiéndose y calculándose costos específicos para los sistemas de monitoreo y medida.

Específicamente en la Resolución Exenta N°908 de 2022 de la Comisión “Aprueba Informe Técnico del Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadriénio noviembre 2020–noviembre 2024” se detallan los costos considerados en la sección 3.3. Se resumen a continuación las principales consideraciones.

Debe considerarse que, en etapas posteriores del proceso, los valores y criterios cambiaron por discrepancias del Panel.

- I. **Sistemas de medida y monitoreo:** En esta sección se incluyen los costos de inversión asociados al cumplimiento de las exigencias del capítulo 6 de la NTD, relacionados con los sistemas de medida y monitoreo exigibles en los sistemas de distribución y sus componentes. El detalle de la valorización expuesta en esta sección se encuentra en el Anexo 4-10 de la RE N° 908/2022
- II. **Sistemas de monitoreo:** Se valorizaron los sistemas de monitoreo, es decir, aquellos que tienen como objetivo la medición en cabecera de todos los alimentadores del sistema de distribución, en conformidad con lo establecido en el Título 6-1 de la NTD. La Comisión consideró que este sistema fuera capaz, entre otras exigencias técnicas, de verificar los requerimientos de calidad de producto del capítulo 3 de la NTD, pudiendo registrar al menos:
 - Tensión y desequilibrio de tensión (en sistemas trifásicos);
 - Distorsión armónica de tensión y corriente;
 - Severidad de parpadeo o Flicker;
 - Potencias activa, reactiva, aparente con flujos horarios, como mínimo 6 meses; y
 - Medición de variaciones rápidas de tensión, monitoreo de frecuencia y factor de potencia.

Para considerar las instalaciones requeridas para dichas funcionalidades, la Comisión separó la valorización entre equipos de medida, obras civiles y equipamiento asociado.

- III. **Sistema de medidas para transferencias económicas:** Se valorizó este sistema que tiene por objetivo cumplir lo establecido en el título 6-2 de la NTD, y que debe realizar mediciones de acuerdo con lo dispuesto en el título “Sistema de Medidas de Transferencias Económicas” de la NTSyCS.
- IV. **Sistema de medición, monitoreo y control:** Se valorizó este sistema que tiene por objetivo cumplir con lo establecido en el título 6-3 de la NTD, debiendo considerar medición, monitoreo y control (SMMC) con objeto de gestionar la calidad de servicio. Las funcionalidades consideradas para este sistema son las siguientes:
 - Medición: Permitir medición remota de los consumos e inyecciones de energía activa y reactiva de los clientes y del sistema de distribución, con la resolución que se establece en el Anexo técnico SMMC.
 - Monitoreo: Permitir monitoreo remoto de las principales variables de calidad de suministro y de calidad de producto en el sistema de distribución, según se establece en el Anexo técnico SMMC.
 - Control: Permitir la conexión y desconexión y limitación de consumos o inyecciones de clientes o usuarios de manera remota.

Para la solución técnica se contempló el uso de tecnologías de telefonía móvil disponibles mediante las redes 3G/4G, cubriendo las áreas ciegas con DTU Lora. Como complemento, en los puntos que no logren comunicarse por quedan fuera de rango, se utilizó cobertura satelital.

- V. **Campañas de medición:** Se valorizaron las campañas de medición cuyo objetivo es verificar la calidad de producto en el sistema de distribución, conforme las exigencias del título 6-4 de la NTD.

Para los SMMC se consideró una arquitectura en que las lecturas y señales de medidores de clientes y transformadores se concentran en distintos puntos de la red y luego comunicados por red 3G-4G o satelital a la distribuidora.

6.3 Arquitectura de Solución Propuesta basada en LoRA (Master / Slave)

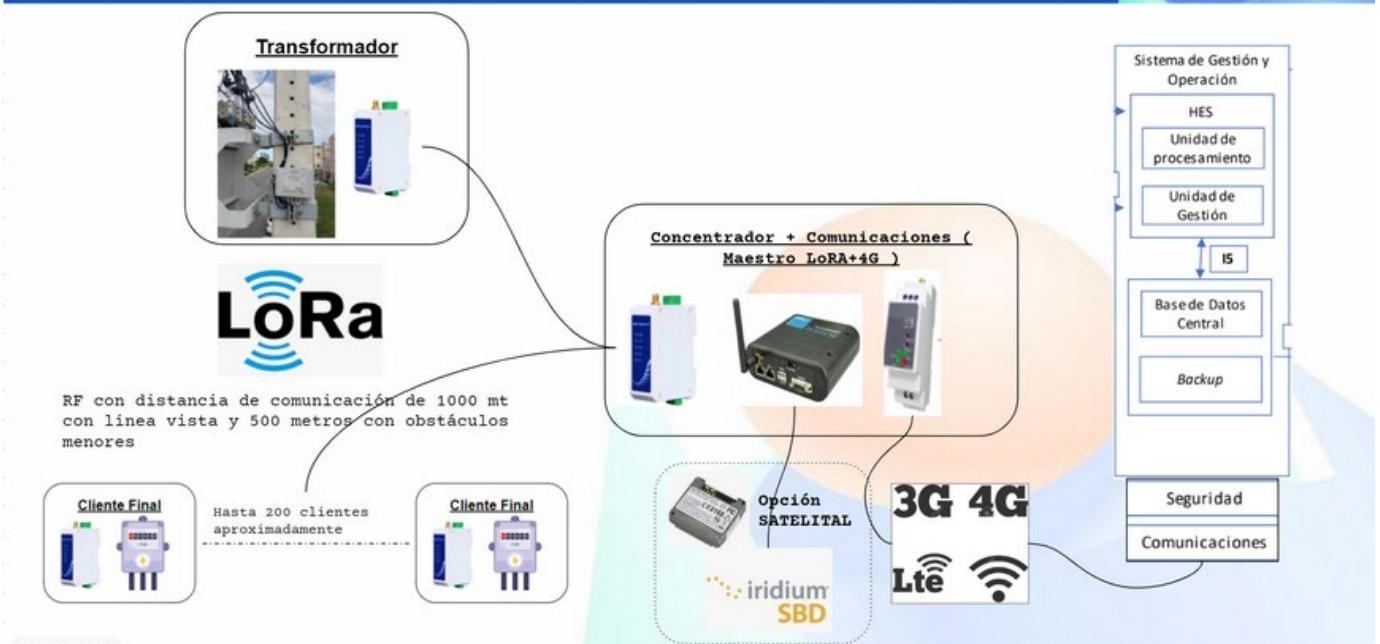


Figura 3: Arquitectura de comunicaciones propuesta para los SMMC (CNE)

Para efectos del VAD se contemplan costos como:

- Personal para lectura y procesamiento de lecturas, alarmas, etc.
- Costos de comunicaciones con empresas de telefonía celular.
- Costo de almacenamiento de datos (la Comisión usó costos de una empresa como AWS para estos efectos).

Costos de equipos de medida que cumplan con las exigencias normativas, y los respectivos costos de instalación.

Como se señaló anteriormente en la sección de análisis de las fórmulas tarifarias, a partir de los costos de medida la Comisión calculó costos fijos

Las empresas pudieron discrepar el informe técnico de la Comisión ante el Panel de Expertos, lo que hicieron en materias como:

- Remuneraciones y tarifas de profesionales informáticos para estimar costos de implementación y operación del SMMC.
- Ausencia de algunas componentes para que SMMC sea operativo, como canales de comunicación, licencias.
- Costos de las diferentes componentes del SMMC.
- Dotación de personal necesario para implementar el SMMC.

A partir del informe técnico, el dictamen del Panel y observaciones de las empresas, la Comisión emitió la Resolución Exenta N°46 de 2024 “Aprueba Informe Técnico Definitivo de propuesta de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución, cuadriénio noviembre 2020-noviembre 2024”. Mediante esta resolución la Comisión propuso al Ministerio las fórmulas tarifarias a incorporar en el decreto de tarifas y, coincidente con el decreto antes analizado, los medidores se remuneran mediante los siguientes costos fijos por distribuidora.

- CFE: Costo fijo medidor simple de energía.
- CFD: Costo fijo medidor de energía y de demanda máxima.
- CFH: Costo fijo medidor de energía y demanda horaria.
- CFU: Costo fijo Unidad de Medida que es parte del SMMC.

3.5 Análisis y recomendaciones de modificación al marco regulatorio

El establecimiento de tarifas horarias tiene por objetivo reflejar las variaciones reales del costo de abastecer la demanda en distintos momentos del día. Lo anterior, permite incentivar que los usuarios consuman en los horarios donde el costo marginal es más bajo, desincentivar el consumo en horas donde el sistema es más caro de operar y con ello mejorar la eficiencia económica del sistema completo.

En el caso de algunas tarifas, el pago por potencia ya se encuentra incorporado en las tarifas de clientes finales, existiendo opciones tarifarias para los consumos de potencia en horas de punta, llegando incluso a facturarse la demanda de potencia en la misma hora de demanda máxima de la distribuidora¹⁴. Salvo este último caso, introducido sólo en los últimos procesos tarifarios, sistemas de medición simples son suficientes, por lo que sólo cuando se desea diferenciar el consumo de energía tiene sentido implementar sistemas más avanzados. En ese sentido, es importante alinear los bloques horarios del precio de energía con el horario de punta establecido en los precios de nudo de corto plazo de manera de que la intersección de ambos bloques no cause distorsiones en la señal tarifaria. Así, ambos bloques deberían definirse en la misma instancia o estudio y de manera coordinada.

A continuación, se presentan las modificaciones normativas, tanto a nivel legal, reglamentario y de norma técnica, que se requerirían para habilitar e implementar las tarifas flexibles ya sea a nivel horario o de otro tipo, a un nivel conceptual. En la Tabla 1 se sintetizan las recomendaciones de esta sección, en consideración a su grado de urgencia (baja, media, crítica).

Tabla 1: RESUMEN DE RECOMENDACIONES DE MODIFICACIÓN SEGÚN GRADO DE URGENCIA.

Modificación normativa propuesta	Situación a atender	Urgencia	Propuesta
Ley y reglamento: Modificar para habilitar precios de generación-transporte diferenciados por bloques horarios y estacionales. En particular, se requeriría: <ul style="list-style-type: none"> • Establecer que se pueda determinar más de un PNP por distribuidora a fin de establecer bloques horarios. • Determinar que la banda del 5% se debe determinar para cada PNP de cada distribuidora. • Establecer cómo participarán del ETR las componentes de las opciones tarifarias además del recargo que se produce en Pe (ej.: determinar un Pe equivalente). 	Necesidad de contar con señales de precio que incentiven consumo en horas de menor costo y promuevan la inversión en SMMC.	Crítica	Artículo 157º de la LGSE En el inciso primero reemplazar “El promedio se obtendrá ponderando los precios por el volumen de suministro correspondiente.” por: “Los promedios se obtendrán ponderando los precios de cada bloque o periodo o del conjunto de ellos por el volumen de suministro correspondiente, de manera que exista consistencia con las fórmulas tarifarias vigentes.” Aregar en el inciso segundo después de la frase y antes de la coma (,): “En caso de que el precio promedio de energía de una concesionaria”

¹⁴ Véase Numeral 5.7 Reconocimiento horario de costos asociados al suministro eléctrico, del DS 5T/2024.

Modificación normativa propuesta	Situación a atender	Urgencia	Propuesta
			Lo siguiente:
Ley: El artículo 185, primer inciso, establece que la estructuración de las tarifas deberá efectuarse de modo tal que reflejen los costos que dan origen al valor agregado de distribución resultante del proceso de tarificación.	Elimina dificultades a la CNE para estructurar nuevas tarifas a los clientes.	Crítica	En el Artículo 185º de la LGSE agregar el siguiente inciso segundo: “Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión podrá establecer, de manera justificada, nuevas fórmulas tarifarias o eliminar fórmulas existentes, las que deberán considerarse en el siguiente periodo tarifario a efectos de verificar que se hubiesen reflejado los costos del valor agregado de distribución a que se hace referencia en el inciso anterior. En caso de ser necesario se deberán realizar los ajustes correspondientes.
Lo anterior impide que se agreguen nuevas tarifas, pues no se puede asignar una demanda a la misma y, por lo tanto, no podría verificarse la restricción legal mencionada.			
Se requiere flexibilizar dicho artículo, por ejemplo, estableciendo un proceso de reliquidación para nuevas tarifas, que permita incorporar los ajustes o recargos en el siguiente VAD.			
Ley: Respecto de la estructura tarifaria del VAD, flexibilizar el artículo 181º, numeral 3 respecto que los costos estándares de inversión, mantenimiento y operación se determinarán por unidad de potencia suministrada, estableciendo que se podrá cobrar por potencia conectada.	Alinear incentivos de la distribuidora con consumo eficiente, de este modo se reconocen las exigencias de infraestructura en la red solo por la potencia conectada, entendiendo que es la máxima potencia que puede ser suministrada.	Media	En el artículo 182º de la LGSE eliminar del numeral 3 la frase: “, por unidad de potencia suministrada.”
Ley y reglamento: Habilitar que la SEC pueda instruir el cambio de medidor a clientes con medidores obsoletos que han cumplido su vida útil	Desincentivar que se mantengan medidores que ya cumplieron su vida útil y que generan costos adicionales a todos los consumidores.	Media	En la ley 21.076 agregar al final del inciso primero del artículo primero transitorio: “Las empresas concesionarias de servicio público de distribución o aquellas que presten el servicio de distribución podrán

Modificación normativa propuesta	Situación a atender	Urgencia	Propuesta
Reglamento: Flexibilizar la posibilidad de cambiarse a otra opción tarifaria	Eliminar la actual rigidez establecida en el DS 327 para cambiar de opción tarifaria y ajustar normativa a los cambios introducidos por la Ley 21.076	Media	<p>reemplazar los medidores obsoletos o que hayan cumplido su vida útil por nuevos medidores que cumplan con la normativa técnica vigente.”</p> <p>En el DS 327:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Eliminar el inciso segundo y tercero del art. 117 “En los casos en que la aplicación de la opción tarifaria elegida requiera una modificación del empalme, ésta será de cargo del cliente. En todo caso, la obligación anterior se extenderá sólo a las modificaciones necesarias para aplicar la nueva opción tarifaria. 2. La opción escogida por el cliente regirá durante el período mínimo estipulado en los decretos tarifarios, salvo acuerdo en contrario con la empresa concesionaria.” 3. Eliminar del inciso primero del art. 119 la siguiente frase: <p>“, a menos que el cliente comunique por escrito a la concesionaria su voluntad de contratar una tarifa diferente, con al menos 30 días de anticipación a su vencimiento.”</p> <p>Y reemplazarla por la siguiente:</p> <p>“El cliente, una vez cumplido el período mínimo de la opción tarifaria que le resulta aplicable, de acuerdo a lo establecido en el decreto tarifario vigente, podrá en cualquier momento solicitar a la empresa distribuidora el cambio de opción tarifaria, dando aviso a la empresa con al menos 30 días de anticipación.”.</p>

Modificación normativa propuesta	Situación a atender	Urgencia	Propuesta
Reglamento: revisar la regulación de los consumos no registrados (CNR) se le pueda aplicar el corte de suministro en caso de que no adopten las instrucciones entregadas por la autoridad.	Permitir a las distribuidoras cambiar medidores cuando los consumos no registrados obedecen a problemas del medidor o alteración o modificación irregular	Media	<p>En el DS 327 modificar el Artículo 155, agregando al final del inciso primero:</p> <p>“Los concesionarios podrán requerir a la Superintendencia para que, en uso de sus atribuciones legales, autorice la suspensión del suministro a las instalaciones en que se detecte alguna modificación, conexión o alteración irregular”</p> <p>La siguiente frase</p> <p>“o que los consumos no registrados se deban a la obsolescencia del equipo de medida y no haya sido posible efectuar su recambio.”</p>
Reglamento: Crear formalmente la figura del agregador de servicios de la demanda, profundizando lo establecido en el artículo 73º del reglamento de SSCC (Decreto 113 de 2017) y estableciendo la obligación de contar con un medidor para participar de este mercado.	<p>Actualmente, la regulación de frecuencia en el sistema eléctrico nacional se hace principalmente subastando a medios de generación para que aumenten o reduzcan su generación frente a fluctuaciones en la demanda o contingencias en el sistema. Sin embargo, también se pueden reducir los desbalances entre generación y demanda si se reduce coordinadamente la demanda, lo que se regula en los artículos 73º y siguientes del Decreto N°113. Ofertando de manera individual, se necesitan muchos clientes coordinados con el Coordinador, lo que dificulta la prestación de servicios complementarios con reducciones de demanda y aumenta los costos de transacción.</p> <p>Por el contrario, si múltiples clientes se coordinan para, en conjunto, reducir un monto útil o relevante de demanda, los gastos para los clientes participantes se</p>	Baja	<p>Ajustar el procedimiento de la SEC permitiendo el cambio de medidor por parte de las distribuidoras cuando los CNR se deban a problemas del equipamiento</p> <p>Cambiar el artículo 74º del Decreto N°113 por:</p> <p>“Artículo 74.- La prestación de un Servicio Complementario se podrá hacer de forma individual por los Usuarios Finales o agregadamente a través de un tercero. En este último caso, el tercero mandatado deberá efectuar las respectivas ofertas, cumplir con las exigencias de la respectiva norma técnica, hacer las labores de comunicación, entrega de información y coordinación de las acciones necesarias para dicha prestación.</p> <p>Será el tercero el responsable de cumplir con los valores agregados adjudicados o instruidos para la prestación de</p>

Modificación normativa propuesta	Situación a atender	Urgencia	Propuesta
	<p>reducen y el operador de mercado debe coordinar a menos agentes, ya que el agente agregador hace este trabajo.</p> <p>Aunque el artículo 74° del Decreto N°113 contempla la figura de un tercero, se mantiene la responsabilidad individual en los clientes y no en el tercero. La creación de la figura del agregador de demanda podría reducir los riesgos individuales si en conjunto se cumplen los agregados comprometidos.</p>		<p>los servicios complementarios. Sin perjuicio de lo anterior, los Usuarios Finales serán en todo momento responsables de dar cumplimiento a todos los requisitos y exigencias del Servicio Complementario que prestan al sistema eléctrico y de las demás obligaciones que emanen del presente reglamento. “</p>
NTD: Establecer estándar obligatorio de ciberseguridad, interoperabilidad y calidad de datos para equipos y plataformas SMMC.	<p>Protege datos de clientes, asegura compatibilidad entre proveedores y genera confianza en el sistema.</p> <p>Hoy se regula en el Anexo SMMC, pero considerando la relevancia del tema se sugiere incorporarlo en la NTD de manera explícita</p>	Baja	<p>Agregar exigencias al Título 6-3 de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.</p>
NTD: Obligar publicación periódica de datos anónimos agregados de consumo por zona.	Mejora planificación energética, eficiencia de red y transparencia para agentes del mercado.	Baja	<p>Agregar al Título 6-1 de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución un artículo que señale:</p> <p>“Con ocasión de las fijaciones de precios de nudo y valor agregado de distribución y los procesos de planificación de la transmisión y licitaciones de suministro, las Empresas Distribuidoras deberán informar a la Comisión los registros diarios de energía medida por los Equipos de Medida en Cabecera de Alimentador.”</p>
Servicios Asociados proceso 2020-2024	Incorporar debidamente las modificaciones introducidas por la ley 21.076	Crítica	<p>En el decreto tarifario a dictar por el Ministerio de Energía, se debería corregir el señalado error y eliminar en la descripción del servicio la facultad para que el cliente provea el nuevo medidor lo que debe ser consistente con que el cargo Cmi va a proceder siempre.</p>
En las Bases Técnicas RE CNE N°236/2020, en el Anexo N°1, definición de los servicios, se señala respecto al servicio 6 “Cambio o Reemplazo de Medidor” que “El nuevo medidor puede ser provisto por el cliente o por la distribuidora a petición expresa del cliente.”			

Modificación normativa propuesta	Situación a atender	Urgencia	Propuesta
<p>Luego, en la RE CNE N° 395/2025 que Aprueba Informe Técnico “Fijación de fórmulas tarifarias de servicios no consistentes en suministro de energía, asociados a la distribución de electricidad, cuadrienio noviembre 2020-noviembre 2024”, se indica en la Tabla 4, definición de estructuras tarifarias el cargo Cm “Cargo por provisión de medidor, <u>el que será aplicable sólo si el nuevo medidor es provisto por la empresa prestadora.</u> Este cargo se establece para cada rango de capacidad ‘i’ expresada en Amperes [\$/reemplazo].”</p>			

En consideración a lo establecido en el art. 139 bis el cliente no puede proveer el nuevo medidor el que solo podría ser provisto por la empresa distribuidora.

4 Revisión Internacional

La presente sección tiene por objetivo identificar en la experiencia de otros reguladores e instituciones de gobiernos, elementos que sean de ayuda a la hora de implementar SMMC a gran escala en Chile, evaluando cómo dicha política pública fue desplegada, los objetivos planteados previo al desarrollo de dicha tarea, y como las acciones tomadas contribuyeron o no al cumplimiento de dichas metas.

Por este motivo, es que como parte de la revisión internacional se identificaron contextos y países con diferentes tipos de experiencias y grados de adopción de la tecnología de medición inteligente, con el propósito de tener multiplicidad en los desafíos enfrentados, así como también diversidad en las metodologías utilizadas por la autoridad para sobreponerse a dichos eventos.

La 4 indica el grado de adopción de medición inteligente que han tenido los diferentes países al 2024, en este sentido se puede notar que el caso chileno destaca como uno de los países que pese a tener un historial de políticas públicas diseñadas para promover su adopción, no ha logrado alcanzar niveles significativos.

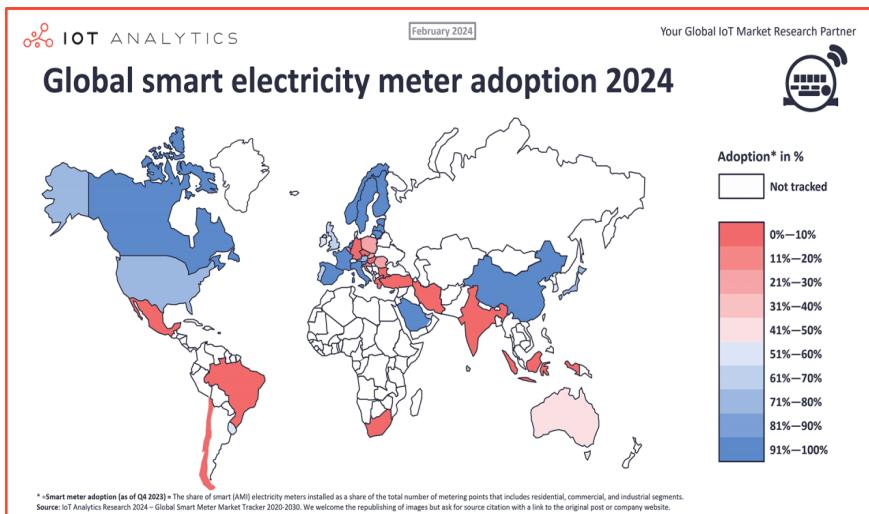


Figura 4: Mapa global del grado de adopción de medidores inteligentes por país a 2024.

El estudio en Electricidad desarrollado por la IEA durante 2022¹⁵, destaca que la inversión en medición inteligente fue duplicada en 2022 respecto a 2015, excediendo un total de 1 billón de medidores inteligentes a lo largo del mundo. En particular, la distribución de estos medidores no es homogénea, y es China quien cuenta con aproximadamente la mitad de todos estos sistemas de medición, seguido de la Unión Europea con un 16% del total mundial, luego Estados Unidos con un 13%.

Otro elemento de alta relevancia es el grado de penetración de los medidores inteligentes en estos contextos, lo cual responde a la correlación entre la presencia tecnológica en el territorio y la población objetivo de la política pública. En particular, Estados Unidos cuenta con un grado de adopción del 80%, mientras que Latinoamérica en conjunto solo ha logrado el 10%, del cual 70% es responsabilidad exclusiva de México y Brasil. Donde gran parte de la opinión internacional suele indicar que las dificultades enfrentadas por políticas públicas enfocadas en el despliegue de medición inteligente

¹⁵ Electricity 2024 , disponible online : <https://iea.blob.core.windows.net/assets/18f3ed24-4b26-4c83-a3d2-8a1be51c8cc8/Electricity2024-Analysisandforecastto2026.pdf>

tienen directa relación con fallas de implementación, restricciones presupuestarias y preocupación general de la ciudadanía respecto a ciberseguridad.

A partir de las reflexiones anteriores y considerando tanto la visión del equipo consultor como del equipo mandante, es que para efectos de este estudio se ha definido relevante estudiar la experiencia de Alemania, Australia, California y Reino Unido. A continuación, se listan brevemente los motivos generales que inspiraron la selección de los casos de estudio:

- **Alemania** ilustra una realidad que ha presenciado desafíos significativos en el despliegue tecnológico, los cuales han afectado significativamente el cumplimiento de las metas de política pública siendo comparable al caso chileno en cuanto al cumplimiento, pero diferenciado en cuanto a los motivos que conduce dicha realidad.
- **Australia** por su parte cuenta con similitudes al caso chileno en cuanto a la presencia de recurso renovable, y a la urgencia de transferir eficiencias a sus consumidores finales, sin embargo, es un país que ha logrado un mejor rendimiento en la adopción de medición inteligente, comenzando con un proceso de pilotaje en el estado de Victoria, el cual permitió un levantamiento temprano de las falencias de la metodología de despliegue y permitió incorporar mejoras al momento de escalar la política pública en otros estados.
- **California** es un referente mundial en cuanto a la adopción de sistemas de medición inteligente, generando una política pública escalable para el resto del país, sin embargo, los altos niveles de adopción de medición inteligente y el acceso a tarifas altamente sensibles (ejemplo Time of Use o ToU) trajeron consigo nuevos desafíos de forma temprana, como lo es la dificultad de los clientes para reducir sus pagos en electricidad, los cuales en muchos casos experimentaron aumentos en la presión de la economía familiar. En este sentido el caso de California permite anticipar futuros desafíos y desarrollar políticas públicas con agendas de largo plazo para entregar soluciones que mejoren la experiencia de los usuarios.
- **Reino Unido** también es un caso interesante para efectos de este estudio pues cuenta con un historial de política pública que busca adaptarse a un primer despliegue poco exitoso en medición inteligente, producto de múltiples motivos como lo son falencias tecnológicas, desafíos comunicacionales, dificultades presupuestarias, entre otros, y a grandes presiones internas de parte de todos los sectores para reducir los costos de energía, los cuales han afectado de forma irreparable diversos sectores intensivos en energía, como lo es la industria química y metalúrgica, y que ha tenido efectos significativos en el incremento de la pobreza energética del país y en la ralentización de su electrificación, donde durante meses de invierno muchas personas han desistido de mantener sus hogares calefaccionados por la incapacidad de costear el consumo energético, así como también el recambio por opciones eléctricas más eficientes como las bombas de calor se ha vuelto una realidad lejana para el país, agravando su dependencia al gas y exponiendo la seguridad energética del país a la volatilidad geopolítica de la región¹⁶.

Como parte de la revisión internacional se estudia cuidadosamente la capacidad de exportar las diferentes experiencias al caso chileno, y cómo dichos aprendizajes pueden ser traducidos a los desafíos que enfrentan las diferentes instituciones tanto públicas como privadas que forman parte de este desafío. Con este propósito y reconociendo la presencia internacional de GIZ, es que las diferentes recomendaciones serán acompañadas de lecciones aprendidas por expertos de los respectivos países, que estuvieron involucrados en el despliegue de dichas políticas públicas.

4.1 Estado del arte

El siguiente apartado cuenta con un resumen de las diferentes realidades de los países seleccionados, a fin de dar paso a un análisis detallado de la experiencia y aprendizajes de los diferentes despliegues de medición inteligente.

4.1.1 Alemania

Dentro de los múltiples esquemas de despliegue de medición inteligente observados en la experiencia internacional, el caso alemán destaca por la segmentación y el formato conservador de su desarrollo, como resultado de un análisis costo

¹⁶ Strategies for affordable and fair clean energy transitions, disponible online: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/86f2ba8c-f44b-494a-95cc-e75863cebf95/StrategiesforAffordableandFairCleanEnergyTransitions.pdf>

beneficio realizado tempranamente por el gobierno. En este sentido, es relevante considerar que no se cuentan con las condiciones económicas ni tecnológicas como para desarrollar un despliegue masivo a nivel nacional.

El 2009, la Unión Europea emitió un mandato que instruía a los países miembros a realizar un despliegue masivo de medición inteligente con al menos un 80% de cobertura de sus usuarios finales hacia el año 2020, basado en un análisis costo beneficio que demostraba el positivo impacto de esta política.¹⁷

Para conducir esta política pública, se crea un marco regulatorio que solicita el cumplimiento de requerimientos técnicos mínimos, como lo son transparencia respecto a niveles de consumo energético, protección de datos, ciberseguridad y la capacidad de ofrecer opciones tarifarias atractivas.

A pesar del llamado centralizado al despliegue de medidores, los niveles de adopción a lo largo de la Unión Europea son heterogéneos, y en particular el caso alemán demuestra que el análisis costo beneficio para el despliegue de esta política es esencialmente negativo en el país. Por ende, para poder conducirlo ha sido necesario segmentar la población objetiva, considerando una metodología conservadora¹⁸.

Entre los años 2013 y 2019, el gobierno alemán tomó un rol protagónico y entregó un marco regulatorio para la medición inteligente, con políticas que entregaran mayor detalle técnico. Al contrario de lo esperado, estas exigentes especificaciones técnicas para los medidores inteligentes crearon un nuevo proceso de enlentecimiento, en donde el gobierno alemán requiere que previo a realizar un despliegue masivo de medición inteligente, es necesario contar con 3 modelos de medidores inteligentes diferentes, que cada uno sea capaz de dar cumplimiento a los requerimientos estipulados en los estándares técnicos, esta exigencia extendió en 6 años la capacidad de contar con estos sistemas de medición inteligente adecuados, siendo en 2019 la primera vez que se contaba con medidores inteligentes que pudieran incluirse en esta implementación. No fue hasta 2020 que el despliegue de medición inteligente comenzó en el país, para luego ser paralizado y vuelto a lanzar en 2023 producto de incumplimiento de estándares técnicos y la necesidad de simplificar los requerimientos de la regulación a fin de desatar el despliegue tecnológico.

La siguiente tabla resume los principales elementos que caracterizan el despliegue de la política pública en Alemania, principales estructuras y resultados observados hasta el momento.

Tabla 2: RESUMEN DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL – ALEMANIA.

Categoría	Experiencia de Alemania
Principales cambios regulatorios	
Fecha de implementación	La Ley de Digitalización fue promulgada en el año 2016 y luego reformada mediante la Ley “acelerada” dictada en el año 2023. Al año de publicación del presente estudio, 2025, se ha implementado una nueva normativa que determina la exigencia de una obligación real del despliegue de medición inteligente
Objetivo de política pública	La Ley de Digitalización y las posteriores reformas buscaban, principalmente, digitalizar la red, para efectos de habilitar mayor flexibilidad en el sistema, en conjunto al establecimiento de tarifas dinámicas; entre otros fines, principalmente asociados a la promoción del desarrollo de recursos energéticos distribuidos
Nivel de cumplimiento	A nivel estadístico, menos del 10% de los puntos de conexión objetivo a 2024 han obtenido un recambio a medición inteligente; se tiene la intención de lograr

¹⁷ Smart Metering deployment in the European Union, Disponible online: <https://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-metering-deployment-european-union>

¹⁸ Benchmarking smart metering deployment in the EU-28, Final Report, European Commission.

Categoría	Experiencia de Alemania
Principales cambios regulatorios	
	un 95% de cobertura al año 2030, respecto al universo de puntos de conexión objetivo.
Obligatoriedad	Se estableció la exigencia de medidores tanto obligatorios como selectivos, para menos de 6MWh de energía al año. Asimismo, se determinaron auto productores dinámicos para todos los clientes desde el año 2025.
Modo de financiamiento	El cargo por financiamiento corresponde aproximadamente a veinte euros al año, siendo, los agentes de redes quienes asumen una parte del coste total.
Incentivos	Los comercializadores tienen la obligatoriedad de ofrecer tarifas dinámicas a los clientes con sistemas de medición inteligente, al mismo tiempo la regulación alemana tiene un tope de costes para cargos relativos a los servicios de medición.
Dificultades	Principalmente, las dificultades se han manifestado en la falta de adopción por parte de la población, relacionada principalmente a desconfianza sobre el tratamiento y la privacidad de datos.
Participación ciudadana	Inicialmente, existió poca difusión sobre el despliegue de los medidores entre los consumidores. Luego, durante la implementación de la legislación, han existido múltiples críticas de parte de asociaciones ciudadanas en relación con la privacidad de datos de los consumidores.
Ciberseguridad	El mecanismo de protección del marco de ciberseguridad del sistema eléctrico utilizado, considera los módulos de comunicación seguros del medidor inteligente, los cuales fueron certificados mediante la norma “TR03109”, y en particular funcionan a través de estructuras de doble cifrado. A grandes rasgos, este sistema se caracteriza por la existencia de concentradores de datos que conectan el medidor inteligente del hogar o empresa con las redes de comunicación de los operadores.
Estructura tarifaria	
Mecanismo de fijación	Existencia de múltiples mecanismos de fijación tarifaria establecidas por la Ley de Digitalización, entre estos, fue aplicado un modelo de Mercado libre de energía; como también una red regulada. Sin embargo, desde el año 2025, se está instaurando una tarifa dinámica obligatoria, vista como una nueva y mejor alternativa para el sistema.
Tipos	Existen tres modelos de tarificación: una tarifa fija, tarificación por bloques de consumo anuales; y, por último, las tarifas indexadas al mercado mayorista efectuadas en el denominado “EPEX SPOT”.
Grado de adopción SMMC	Al año 2024 fue menor al 10% de la población. No obstante, el objetivo para el año 2025 es que la adaptación aumente al 20% del grupo analizado.
Beneficios percibidos	

Categoría	Experiencia de Alemania
Principales cambios regulatorios	
Por empresas	Las empresas han manifestado que la predicción en la carga ha aumentado favorablemente y realizaron un balance positivo respecto a la penetración de recursos renovable en el sistema.
Por clientes	Los clientes han logrado percibir un ahorro como consecuencia de la tarificación horaria. Además, se logra advertir una mayor transparencia en el sistema de los cobros tarifarios.
En calidad de suministro	Mediante la visualización de datos en tiempo real, se logró evitar las sobrecargas.
En calidad de producto	Se habilitó un sistema de monitoreo y control de tensión, lo que permitió identificar y mitigar condiciones de operación que contribuyen a la reducción de armónicos en la red.
En promoción renovable	La carga fue desplazada a horas verdes, lo cual benefició el desarrollo de energías renovables en el sistema.
En nuevos servicios	Corresponden a servicios de tipo agregado, entre estos, es posible señalar a modo de ejemplo, la carga inteligente para vehículos eléctricos y la utilización de plataformas digitales para el monitoreo del consumo.
En observabilidad de red	La rapidez en la visibilidad de las redes de baja tensión con granularidad de datos aumentó a lapsos de quince minutos.
Reducción de error de lectura	La lectura se efectúa de modo automático, eliminando datos estimados y fortaleciendo así la exactitud de los resultados.
En optimización de planificación de red	Las inversiones fueron analizadas mediante datos certeros de congestiones y redundancia en la infraestructura eléctrica.
En perfil de demanda	Existió gestión de la demanda, manifestada, por una parte, mediante las bombas calor que funcionan como sustitutos de las calderas de gas o diésel, utilizadas para la calefacción; y, por otro lado, a través de la utilización de vehículos eléctricos como baterías virtuales en la red.

4.1.2 Australia

El despliegue de medidores en Australia siguió una lógica discontinua en donde inicialmente no se contaba con un plan nacional, y se dio discreción a cada Estado para implementar el despliegue que se adaptara de mejor manera a sus necesidades. El resultado fue que el Estado de Victoria condujo un despliegue de instalación masiva y obligatoria de medidores inteligentes, entre los años 2009 y 2013, esto como consecuencia de la implementación de un programa estatal de infraestructura avanzada de medición, efectuando así, la instalación de manera centralizada y acelerada, mientras que el resto de los Estados optó por un proceso lento impulsado por el mercado ligeramente regulado.

Uno de los principales logros de este modelo macroeconómico agregado o llamado “top-down”, de diseño de política pública fue la rapidez con la que esta tecnología fue distribuida. Sin embargo, entre los años 2021 y 2022, la autoridad energética australiana” llevó a cabo todas las revisiones de desempeño de los mecanismos de despliegue obligatorio y concluyó que la

necesidad de contar con un plan nacional de obligatoriedad gradual era fundamental para lograr los niveles de adopción esperados a 2030.

La Tabla 3 resume los principales elementos que caracterizan el despliegue de la política pública en Australia, principales estructuras y resultados observados hasta el momento.

Tabla 3: RESUMEN DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL - AUSTRALIA.

Categoría	Experiencia de Australia
Principales cambios regulatorios	
Fecha de implementación	El programa estatal de infraestructura avanzada de medición fue instaurado en el año 2009, de manera obligatoria únicamente para el Estado de Victoria; mientras que las reformas regulatorias que impulsaron al mercado a establecer mayores opciones a sus consumidores fueron dictadas durante el año 2017. Estas últimas, contemplan una hoja de ruta que buscaría alcanzar la totalidad del mercado para el año 2030.
Objetivo de política pública	La legislación contemplaba diversos fines, entre estos, aumentar la eficiencia en el mercado mediante el robustecimiento de la competencia entre los actores minoristas; y, además, buscaban contar con los datos de consumo de manera instantánea.
Nivel de cumplimiento	Para este análisis, es necesario distinguir entre el cumplimiento en el Estado de Victoria que ha alcanzado una cobertura casi total, rodeando el 100%. En contraste, el resto de los Estados solo habría alcanzado un 35% de cobertura en el año 2023.
Obligatoriedad	La regulación fue implementada únicamente en el Estado de Victoria; buscando el establecimiento de una regulación de tipo obligatoria alcanzado por la totalidad del territorio en el año 2030.
Modo de financiamiento	El método de financiamiento fue vía tarifas, es decir, el costo fue para los consumidores.
Incentivos	Respecto a la existencia de un mercado altamente competitivo, resultó ser atractivo para nuevos agentes. Además, fue proyectado un ahorro neto para los actores ascendiente a unos \$507 millones en moneda australiana.
Dificultades	Inicialmente, existió rechazo de parte de los usuarios basado en la percepción negativa de los impactos a la salud de la población. De igual modo, se advirtieron sobrecostos como consecuencia de la imposición de las medidas obligatorias en el Estado de Victoria.
Participación ciudadana	Respecto a las reformas que establecían mayores opciones a los consumidores, en su implementación se enfocaron en seleccionar la elección preferida de los usuarios mediante campañas de información.
Ciberseguridad	En el año 2024 la autoridad energética australiana implementó una regla que buscaba reforzar el rol del operador del mercado energético de Australia frente a ciberataques.
Estructura tarifaria	

Categoría	Experiencia de Australia
Mecanismo de fijación	En el sistema eléctrico australiano se contemplan tres mecanismos de fijación tarifarios. En primer lugar, existe la opción de que sea la autoridad energética regulatoria la encargada de fijar los ingresos y tarifas de las redes de transmisión y distribución. En segundo lugar, a diferencia del mecanismo anterior la venta de electricidad al consumidor final se efectúa en un mercado competitivo en que las comercializadoras compran energía al por mayor, para así, luego venderla a usuarios finales. En tercer lugar, desde el año 2013 se contempla la forma tarifaria de precios flexibles a través de los datos entregados por los medidores inteligentes, esto ocurre de manera opcional en lugares específicos como el Estado de Victoria.
Tipos	Por un lado, mediante las tarifas por horario de uso, la energía se divide en bloques horarios de dos o tres período, por consiguiente, el costo de la energía varía a lo largo del día. Otra opción con que cuentan los clientes es pagar por un cargo de demanda consumida según topes máximos de utilización.
Grado de adopción SMMC	El grado de adopción fue diferente para las diferentes reformas, resultando en que el Estado de Victoria ha alcanzado aproximadamente la totalidad de la adopción, rodeando el 100%; mientras que en el resto de los Estados solo habrían alcanzado un 35% de elección en el año 2023.
Beneficios percibidos	
Por empresas	La implementación de esta regulación permitió la lectura de datos de forma remota, por lo tanto, facilitó la detección de fraude en el sistema. Igualmente, las leyes citadas fortalecieron los diferentes servicios que las empresas aportan al sistema en su totalidad, tales como los recursos energéticos distribuidos.
Por Clientes	Los clientes pueden acceder a los datos mediante aplicaciones móviles que optimizan su consumo energético.
En calidad de suministro	Surgió la posibilidad de localizar las fallas del sistema eléctrico, sin la necesidad de visitar las instalaciones, lo cual contribuye a la rapidez en su detección y disminuye costos.
En calidad de producto	La infraestructura de medición inteligente implementada en el Estado de Victoria permite el monitoreo permanente de diferentes parámetros eléctricos relativos a la calidad, tales como su frecuencia, el voltaje, los armónicos; pero, sin necesidad de visita de cuadrillas eléctricas.
En promoción renovable	Los datos que habilitan el desarrollo territorial de un Estado y la cantidad de energía solar utilizada en hogares residenciales.
En nuevos servicios	Los nuevos servicios se centran en entregar mayor discrecionalidad al consumidor, quien puede seleccionar una amplia variedad de servicios y adaptar su selección a las necesidades que tiene.
En observabilidad de red	Fue incorporada una planificación que permitió contar con datos en tiempo real, correspondiente en información respecto a consumo, sobre generación distribuida y relativa a recursos energéticos.

Categoría	Experiencia de Australia
Reducción de error de lectura	Fueron percibidos ahorros en las facturas mediante la visualización online.
En optimización de planificación de red	Los datos favorecen en diferir los refuerzos costosos, tales como las visitas a las instalaciones y detección temprana de fallas.
En perfil de demanda	Respuesta en demanda se acciona en hora de punta, esta consecuencia está principalmente asociada al uso de tarifas por horarios de uso.

4.1.3 California

A nivel mundial, California es considerado como uno de los grandes pioneros y casos de éxito en cuanto al despliegue de medición inteligente, y es particularmente interesante para el caso chileno por sus similitudes geográficas, disponibilidad de recursos renovables e interés en acelerar una transición energética que involucre altos niveles de participación renovable variable. Haciendo urgente la integración de servicios de flexibilidad y gestión de demanda, entre otros.

Desde hace más de 2 décadas, California ha impulsado grandes iniciativas estatales para la modernización de la red eléctrica, entre las cuales destaca el despliegue masivo de medición inteligente, la cual hacia 2012 presentaba niveles de adopción casi totales¹⁹. Sin embargo, el liderar un proceso tan significativo de transformación digital ha dejado múltiples aprendizajes para el resto de la comunidad internacional, quienes buscan encontrar su propio camino hacia redes más eficientes, seguras e inteligentes.

A modo de contexto, el despliegue de medidores en California se remonta al año 2003, donde la Comisión de servicios Públicos de California, el ente regulador estatal, ordenó que todos los consumidores eléctricos debían contar con un sistema de medición inteligente, impulsado por el objetivo de modernizar la red y contar con servicios de respuesta de demanda a fin de contar con una estrategia más robusta y prevenir una crisis similar a la del 2000²⁰.

Dentro de los elementos más interesantes del despliegue de esta política pública, es que contó con un proceso escalonado de adopción tecnológica, iniciando con proyectos piloto que probaron el rendimiento de la tecnología, seguido de planificaciones realizadas por cada compañía eléctrica, evaluadas según un análisis costo-beneficio. Al mismo tiempo, para alinear los incentivos de interés público con los de índole privada, la política contempló penalizaciones/incentivos de desempeño para las empresas encargadas del despliegue de medidores.

La estrategia de financiamiento utilizada por California contempló una visión de largo plazo que minimizó los costos de entrada para los clientes que formaban parte del régimen tarifario regulado que se estableció para ellos de forma obligatoria, y fue el regulador quien tuvo que monitorear permanentemente que el análisis costo beneficio fuese positivo.

La Tabla 4 resume los principales elementos que caracterizan el despliegue de la política pública en California, principales estructuras y resultados observados hasta el momento.

Tabla 4: RESUMEN DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL – CALIFORNIA.

¹⁹ Disponible online: [https://www.smart-energy.com/industry-sectors/smart-meters/128-million-smart-meters-in-us-in-2023/#:%7E;text=The%20Edison%20Institute%20for%20Electric,with%2073%25%20penetration%20in%202021](https://www.smart-energy.com/industry-sectors/smart-meters/128-million-smart-meters-in-us-in-2023/#:%7E:text=The%20Edison%20Institute%20for%20Electric,with%2073%25%20penetration%20in%202021).

²⁰ La crisis eléctrica de California del 2000 surgió tras la desregulación del mercado: manipulación de oferta por generadoras como Enron, escasez de capacidad y altos precios mayoristas. Esto provocó cortes de suministro, quiebra de PG&E y enormes pérdidas económicas, revelando la necesidad de una red más flexible y transparente.

Categoría	Experiencia de California
Principales cambios regulatorios	
Fecha de implementación	La regulación relativa a la autorización sobre la Infraestructura de medición avanzada fue implementada en el año 2006. Luego la legislación permitió a las compañías de electricidad llevar a cabo el financiamiento de un despliegue masivo de la infraestructura de medición avanzada, la cual comenzó a desarrollarse desde finales del mismo año y concluyó en el año 2012. Por último, la autoridad regulatoria decidió que los clientes regulados fueran trasladados a tarifas eléctricas predeterminadas basadas en horarios de consumo, desde el año 2020.
Objetivo de política pública	Principalmente su fin fue gestionar máximos de demanda punta para efectos de modernizar la red y proporcionar instrumentos de control adecuados al cliente.
Nivel de cumplimiento	Para el año 2012, más del noventa por ciento de los clientes de las compañías eléctricas ya tenían instalado un medidor inteligente. En contraste, muy pocos clientes optaron por no participar de la implementación de medidores y continuar utilizando lectura analógica.
Obligatoriedad	Se estableció la instalación obligatoria por parte de las compañías eléctricas. Sin perjuicio de ello, el cliente cuenta con la posibilidad de optar por mantener sistemas de medición analógico, siempre y cuando, realice un pago adicional por la lectura manual de su medidor, este tipo de esquema se conoce como exclusión voluntaria.
Modo de financiamiento	El financiamiento de los medidores fue efectuado mediante inversiones de capital en activos físicos aprobados por la autoridad regulatoria competente.
Incentivos	Es posible afirmar la existencia de diversos tipos de incentivos regulatorios, tales como programas voluntarios de tarifa dinámica, mediante el cual los clientes pueden recibir un crédito en su factura en períodos. Otro ejemplo de incentivos corresponde al establecimiento de estructuras tarifarias basadas en eventos críticos, modalidad que permite a los clientes reducir su consumo ante tales eventualidades. Por último, es posible señalar el acceso gratuito a los clientes sobre datos de su consumo diario, para efectos de facilitar su comprensión de costos.
Dificultades	Se presentaron dos dificultades relevantes. En primer lugar, las emisiones de radiofrecuencia a causa de la comunicación entre medidores por medio de redes inalámbricas. En segundo lugar, también fueron objeto de crítica los cargos efectuados a los consumidores por concepto de exclusión voluntaria.
Participación ciudadana	Se manifestó por medio de las plataformas digitales de acceso público, y también mediante la facultad de opción de exclusión voluntaria que poseían los consumidores.
Ciberseguridad	En el año 2011 la autoridad regulatoria estatal estableció normas de privacidad para efectos de proteger a los clientes mientras navegaran por las plataformas digitales mediante sistemas de limitación, consentimiento informado y transparencia. En el mismo sentido, otra institución implementó estándares mínimos de ciberseguridad para el sistema de medición inteligente.
Estructura tarifaria	

Categoría	Experiencia de California
Mecanismo de fijación	Existe un mecanismo único de fijación tarifaria calculado por la autoridad regulatoria mediante el establecimiento de tarifas por horarios de uso en base a los costes marginales.
Tipos	Existen diversos tipos de estructuras, tales como las tarifas eléctricas predeterminadas basadas en horarios de consumo; o bien tarifas dinámicas a partir de precios críticos en horas punta, así como, tarifas específicas reguladas para clientes que utilicen ya sea vehículos eléctricos o clientes de hogares en general.
Grado de adopción SMMC	El grado de adoptación de las compañías eléctricas ha sido bastante alto, cercano al 95%.
Beneficios percibidos	
Por empresas	La regulación permitió incrementar la rapidez en la detección y restauración de fallas en el sistema.
Por Clientes	Las herramientas de plataformas online fueron percibidas de forma positiva por los clientes al reducir el valor de facturación.
En calidad de suministro	La implementación de “AMI” aceleró la restauración del servicio en caso de fallas y cortes.
En calidad de producto	La regulación promueve mantener el voltaje y otros parámetros técnicos en rangos normativos, lo cual permite reducir pérdidas en la red. Los medidores permiten monitorear dichas variables.
En promoción renovable	Las tarifas eléctricas predeterminadas basadas en horarios de consumo incentivan la generación de energía solar y la utilización de vehículos eléctricos.
En nuevos servicios	Existieron beneficios en las tarifas aplicadas a clientes de vehículos eléctricos.
En observabilidad de red	Se manifestó en la carga de transformador en tiempo real que permite a las compañías saber cuánta capacidad está usando cada transformador en un horario determinado.
Reducción de error de lectura	Una consecuencia de la regulación fue la posibilidad de lectura diaria y con exactitud horaria.
En optimización de planificación de red	La existencia de sistemas de medición inteligente permite contar con mayor visibilidad de la red e identificar y orientar iniciativas para el desarrollo de inversiones y de recursos energéticos distribuidos (DER por sus siglas en inglés)
En perfil de demanda	Las tarifas dinámicas a partir de precios críticos en horarios punta y las tarifas inteligentes han logrado reducir en un doce porciento los máximos de demanda punta, lo que se traduce en menores costos de inversión.

4.1.4 Reino Unido

En 2008 y mediante una reforma legal, se le otorgó al secretario de Estado la facultad de iniciar la implementación de medidores inteligentes. Este despliegue comenzó en marzo de 2011 y consideró dos etapas²¹:

1. **Etapa Fundacional** (marzo de 2011 a octubre de 2016): Diseñada como una sección transitoria donde el regulador pudiese desarrollar marcos regulatorios y comerciales que entregaran señales claras a los desarrolladores para llevar a cabo un despliegue preliminar.
2. **Etapa de Instalación o despliegue Principal**, (noviembre de 2016 y con un término estimado a diciembre de 2020). La presente etapa estuvo fuertemente marcada por significativas recalendariaciones basadas en la retroalimentación entregada por la industria en donde se indicaba que para obtener una mejor experiencia de usuario y un mejor rendimiento de la tecnología era necesario contar con más tiempo. Sin embargo, estas postergaciones también enlentecieron el proceso general y redujo los grados de adopción de forma significativa.

Para volver a impulsar el despliegue de medición inteligente, el gobierno diseñó una nueva campaña en 2020, para impulsar la inversión consistente y a largo plazo necesaria para lograr altos niveles de cobertura de medidores inteligentes mediante el establecimiento de objetivos anuales y la provisión de certeza regulatoria. En esta modificación, el gobierno reconoce que, sin certeza regulatoria, el despliegue corre el riesgo de perder impulso, con los consiguientes impactos en la ambición de un sistema de energía inteligente y la entrega de beneficios ambientales y de infraestructura más amplios.²²

El diseño de esta política se centró en los siguientes objetivos:

- Incentivar a los consumidores a beneficiarse de la implementación de los sistemas de medición inteligente, destacando los beneficios y las formas en las que pueden ser utilizados los datos registrados por dicho instrumento.²³
- Acelerar el despliegue de medidores inteligentes de forma masiva, garantizando una buena relación calidad-precio y manteniendo la calidad de la instalación para que los consumidores obtengan el máximo beneficio y tengan una buena experiencia.
- Crear un estándar para los medidores inteligentes a lo largo de todo el país.
- Brindar certeza a las inversiones en el sector energía.

El despliegue de esta nueva estrategia ha entregado mejores resultados aumentando los niveles de adopción, y estimulando un proceso más extenso de adopción, como lo ilustra la 5, donde se muestra el número de nuevas instalaciones de medidor inteligente por año, el cual recuperó momentum después de la iniciativa de 2020.

²¹ Energy Smart Meters, House of Commons, Disponible online: <https://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/CBP-8119/CBP-8119.pdf>

²² Smart Meter Policy Framework Post 2020: Government response to a consultation on minimum annual targets and reporting thresholds for energy suppliers Impact Assessment, Department of Trade, Business, Energy and Industrial Strategy, United Kingdom, Junio 2021.

²³ Smart meters: Your rights and expectations, Disponible online: <https://www.gov.uk/government/publications/smart-meters-your-rights-and-expectations/smart-meters-your-rights-and-expectations>

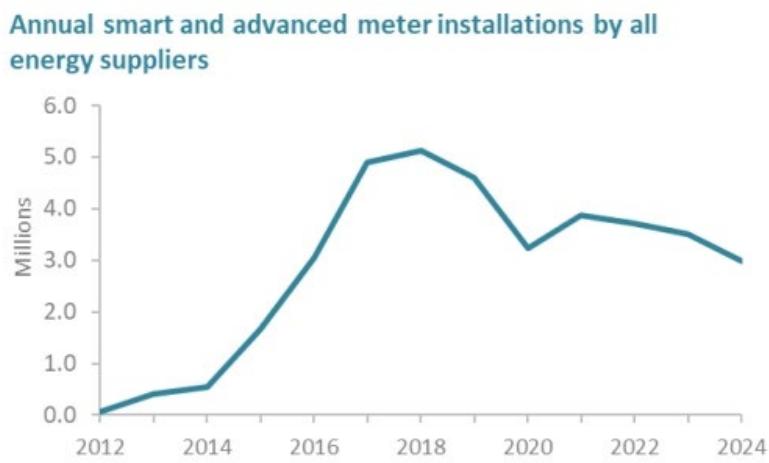


Figura 5: Instalación Anual De Medidores Inteligentes En Reino Unido.²⁴

La Tabla 5 resume los principales elementos que caracterizan el despliegue de la política pública en Reino Unido, principales estructuras y resultados observados hasta el momento.

Tabla 5: RESUMEN DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL – REINO UNIDO.

Categoría	Experiencia de Reino Unido
	Principales cambios regulatorios
Fecha de implementación	El primer Programa fue promulgado en el año 2011, y su implementación se ha posergido a partir de un plazo extendido hasta el año 2025.
Objetivo de política pública	Principalmente se busca la reducción en los costos de las facturas. Otros objetivos destacables, fueron la integración de energías de tipo renovables, y también la modernización de la red.
Nivel de cumplimiento	Aproximadamente, un 66 % del total de medidores son inteligentes al año 2024.
Obligatoriedad	No se establece la obligatoriedad, sino que el proveedor debe ofrecer a los clientes el medidor, no imponer. Asimismo, se crean metas anuales de adopción por la autoridad regulatoria.
Modo de financiamiento	Las comercializadoras realizan adelantos de costos en la facturación, que luego se fueron recuperados en la facturación.
Incentivos	Los incentivos principales fueron a través de esquemas de precios dinámicos, diseñados para incentivar el uso flexible de electricidad en función de la oferta y la demanda del mercado mayorista; y así ganar por consumir en horarios más baratos.

²⁴ Smart Meter Statistics in Great Britain: Quarterly Report to end December 2024, 20 March 2025 Official Statistics.

Categoría	Experiencia de Reino Unido
Dificultades	Se presentaron retrasos en la entrega de servicios, dados los fallos en medidores tradicionales. Asimismo, fue cuestionado el establecimiento de un límite de consumo que el sistema establece para ciertos usuarios.
Participación ciudadana	Se efectuaron campañas para fomentar la difusión de la información mediante la externalización de este servicio. Sin embargo, parte del público igualmente no está de acuerdo con la utilización de esta tecnología.
Ciberseguridad	Principalmente se hicieron cargo a través de la obligación de utilizar una red de comunicaciones cifrada, diseñada siguiendo los estándares y directrices entregadas por la autoridad regulatoria.
Estructura tarifaria	
Mecanismo de fijación	Mediante tres mecanismos, en primer lugar, a través de la participación en un mercado de carácter liberal. En segundo lugar, tarifas mediante horarios de uso de manera voluntaria para la fijación de tarifas. Por último, a través del establecimiento de límites máximos al precio que se factura la energía para los consumidores domésticos.
Tipos	Existe un tipo de estándar variable de tarificación; otro que establece precios mayoristas por períodos determinados de media hora, sólo si se posee un medidor inteligente; y también, una tarifa que diferencia dos horarios de consumo.
Beneficios percibidos	
Por empresas	Permite realizar una mejor gestión de la carga de la red de distribución.
Por Clientes	Los ahorros por aprovechar precios bajos en ciertos horarios.
En calidad de suministro	Registros de consumo eléctrico tomados cada 15 minutos por medidores inteligentes o sistemas avanzados de medición.
En calidad de producto	Existe una mejor cobertura de red en cuanto al monitoreo de la calidad.
En promoción renovable	Algunas tarifas dinámicas denominadas “Plunge Pricing”, absorben excedentes de la energía eólica, permitiendo aprovechar cuando hay excedentes.
En nuevos servicios	Una tarifa dinámica que permite que los consumidores paguen menos cuando la energía es abundante o barata, y viceversa.
En observabilidad de red	Mejora sustancialmente la observabilidad de la red, lo que permite acelerar los tiempos de atención ante fallas y eventos.
Reducción de error de lectura	La facturación es más precisa y, por ende, los consumidores realizan menos reclamos.
En optimización de planificación de red	La detección de los datos es centralizada por la autoridad regulatoria para realizar la planificación del sistema.

Categoría	Experiencia de Reino Unido
En perfil de demanda	Clients que han optado por tarifas dinámicas denominadas “octopus” desplazan la carga a lo largo del día, prestando servicios de flexibilidad sistémica.

4.2 Análisis crítico de política pública

En base al levantamiento de información realizado en la sección anterior, y teniendo en cuenta el objetivo estratégico de este estudio es que la presente sección desarrolla un análisis crítico de la eficiencia de las políticas de despliegue y adopción de medición inteligente, incorporando información de organismos públicos, análisis planteados por los expertos internacionales entrevistados y revisiones académicas enfocadas en entender los elementos de mayor influencia en la respuesta pública ante el despliegue de las respectivas Políticas.

Se tiene en consideración también, que los resultados obtenidos en cada país no se encuentran aislados del impacto heterogéneo que han tenido los últimos eventos globales, como lo son la pandemia, los conflictos armados en Europa, África y Medio Oriente, el impacto consecutivo que esto ha tenido en las cadenas de abastecimiento y el aumento en los precios de la electricidad, y cómo últimamente, todos estos eventos en conjunto han contribuido a un escenario aún más desafiante del esperado.

Las políticas públicas de esta sección son evaluadas según el mérito de cada caso y destacan los aprendizajes que tienen mayor relevancia para el caso chileno.

4.2.1 Alemania: Regulación y seguridad de datos

El despliegue de gran escala de los medidores inteligentes en Alemania requería el desarrollo de un nuevo marco regulatorio, que fuese innovador, promoviera la integración, el desarrollo de infraestructura y la aceptación social, sin embargo, en la práctica, los resultados del despliegue se distanciaron de varios de estos objetivos, debido a diferentes motivos. A continuación, se destacan algunas de las principales falencias del caso de Alemania²⁵:

- **Falta de desarrollo de infraestructura:** la falencia en interoperabilidad de los medidores inteligentes y el resto de la infraestructura eléctrica enlenteció el cumplimiento de los objetivos de adopción, el BSI²⁶ definió requisitos técnicos y de seguridad estrictos para los Smart Meter Gateways, retrasando la certificación e instalación. La Bundesnetzagentur destacó los obstáculos de integración técnica y costos elevados, mientras que el Instituto Ecologic documentó la baja cobertura inicial y la aceptación limitada. Ante esto, el BMWK impulsó en 2023 reformas para flexibilizar la normativa y acelerar el rollout, permitiendo actualizaciones por software y ampliando la instalación.
- **Aumento de la incertidumbre regulatoria por falta de participación estatal:** la estrategia alemana en el despliegue de medidores fue dejar que el sector privado tomara el liderazgo de la difusión tecnológica. Así entre 2005 y 2012 existió mínima intervención del Estado, incluyendo falta de directrices para agentes del mercado y desarrolladores tecnológicos.
- **Política pública no adaptable a los desafíos de implementación:** la implementación de políticas que implican innovación requiere que los Estados tengan la capacidad para adaptarse rápidamente a los desafíos que se presenten durante su implementación. En el caso de Alemania, esta falta de flexibilidad institucional se ve reflejada en la escasez de mecanismos para entregar feedback al regulador, siendo los tribunales el único medio con el cual diferentes actores pudieron plantear sus inquietudes con la autoridad.

²⁵ Germany's delayed electricity smart meter rollout and its implications on innovation, infrastructure, integration, and social acceptance. An ex-post analysis. Disponible online: <https://www.ecologic.eu/19481>

²⁶ Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, entidad encargada de definir los requisitos técnicos, de seguridad y de interoperabilidad para los sistemas de medición inteligente.

- **Falta de un marco regulatorio confiable:** lo cual puede ser desarrollado mediante una cooperación entre los agentes de gobierno involucrados en el despliegue de medidores, asegurando que, por ejemplo, los entes reguladores y certificadores compartan el mismo entendimiento en las materias tratadas. En el caso alemán, la falta de cooperación entre el FOIS y el gobierno central retrasó el proceso significativamente.
- **Aumento en costos por recambio de tecnología inmadura:** la experiencia de este caso muestra que producto de una falta de involucramiento de los agentes políticos, no fue posible asegurar un proceso de recambio de medidores que fuese asequible para todos los usuarios, incurriendo en costos innecesarios por el recambio de una tecnología inmadura que tuvo que pasar por un nuevo proceso de certificación
- **Soberregulación enlentece proceso de adopción tecnológica:** los 7 años que tomó el poder contar con una tecnología compatible con los estándares dispuestos en el marco regulatorio alemán, se vio extendido a 10 años, por las inconsistencias entre los requerimientos regulatorios y los desarrollos tecnológicos. Dañando profundamente la confiabilidad en la madurez tecnológica y en la capacidad del Estado de liderar el proceso. Y peor aún, el extender un proceso regulatorio a este nivel, desincentiva la innovación pues tanto consumidores como desarrolladores no son adversos al riesgo de invertir en algo que no será aprobado.

Dentro de las experiencias positivas que se desprenden de este caso de estudio, es que el robusto progreso que ha tenido el país en materia de ciberseguridad, entrega una fundación sólida para una materia de alta complejidad, y permite construir confianza en la ciudadanía respecto de los riesgos que presenta la integración de medición inteligente en materias de privacidad y seguridad de datos.

4.2.2 Australia: Pilotaje y voluntariedad del despliegue

El caso australiano reporta los beneficios de un ejercicio simultáneo de despliegue obligatorio centralizado en Victoria y otro modelo liderado por el mercado de forma ligeramente regulada (competitivo). La diferencia en los tiempos de adopción logrados en cada uno de estos esquemas, y la urgencia de contar con una adopción masiva de SMMC a 2030 inspiró un plan nacional que acelerara el despliegue de SMMC.

Parte de los principales aprendizajes del proceso son:

- **La comunicación y la aceptación social importan:** El caso de Victoria mostró que obligar un cambio tecnológico masivo sin una adecuada estrategia de comunicación con los usuarios puede generar resistencia. Hubo una percepción de “medidores impuestos” y falta de claridad sobre los beneficios, lo que derivó en polémicas públicas. La buena práctica es acompañar cualquier despliegue obligatorio con campañas informativas transparentes, explicando costos y beneficios, ofreciendo incentivos (bonos, descuentos temporales) para ganar aceptación, e incluso contemplando opciones de salida limitadas si un grupo minoritario de clientes se opone (por ejemplo, California permitió a quienes rechazaban el medidor inteligente mantenerse con uno analógico pagando un costo extra). En Australia, la nueva regulación prohíbe costos upfront y exige consentimiento informado antes de cambiar tarifas, con el objetivo de reconstruir la confianza con el consumidor.
- **Control de costos y supervisión regulatoria continua:** Un despliegue apresurado puede inflar costos si no hay control. La experiencia victoriana recalca la necesidad de que los reguladores auditen y ajusten los presupuestos presentados por las empresas, fomentando la eficiencia. Igualmente, es importante establecer mecanismos de rendición de cuentas: en Victoria la auditoría posterior identificó que solo ~80% de los beneficios proyectados a 2028 se alcanzarían, lo que llamó la atención sobre supuestos demasiado optimistas. La lección es que los reguladores deben seguir de cerca la implementación después de aprobada, midiendo resultados reales vs. esperados, y ajustar tarifas o exigir correcciones si los ahorros prometidos no se transfieren a los usuarios.
- **Importancia de un marco regulatorio que alinee incentivos:** Australia experimentó que dejar todo al mercado no funcionó a la velocidad deseada. Cuando varios actores comparten beneficios y costos (distribuidoras ahorran en lectura, comercializadoras pagan medidor, consumidores podrían ahorrar con nueva tarifa, etc.), existe riesgo de que ninguno tome la iniciativa suficiente. La buena práctica emergente es diseñar mecanismos que alineen esos incentivos. Por ejemplo, ahora en Australia se habla de permitir que las distribuidoras cofinancien ciertas actualizaciones dado que ellas también ganan con los datos de calidad de red, o de ajustar los contratos para que, si un cliente cambia de retailer, el nuevo compense al anterior por el medidor instalado, evitando desincentivos a invertir. Para Chile, esto sugiere evaluar cuidadosamente quién paga y quién gana con los medidores: si todo el costo recae en las distribuidoras, pero los beneficios van en parte a consumidores y generadores, tal vez sea justo reconocerles parte de esos beneficios en la regulación.
- **Flexibilidad y gradualidad vs. obligatoriedad:** Australia ofrece un contraste instructivo, por un lado, fue demasiado flexible inicialmente (resultando en inacción) y extremadamente obligatorio en Victoria (causando reacciones

adversas). La solución actual es un punto medio: fijar un horizonte obligatorio al 2030, que envía una señal clara de objetivo, pero permite cierta flexibilidad en el cómo y el cuándo en el corto plazo, con metas intermedias manejables. Esta gradualidad, sumada a protecciones al usuario, es una buena práctica para evitar choques. Para Chile podría ser viable una meta de mediano plazo (ej. 80–100% en 8–10 años) en vez de un plazo muy breve, dando espacio a la planificación y a reducción progresiva de costos de la tecnología.

- **Aprovechar el despliegue para mejorar todo el ecosistema:** Finalmente, se aprendió que instalar medidores inteligentes sin cambios concomitantes en tarifas, normativas de conexión de renovables, programas de eficiencia, etc., desperdicia potencial. Australia ahora acompaña el recambio con otros cambios (por ejemplo, obligar ofertas de tarifas flexibles desde 2025, en Alemania es un paralelo). La recomendación es implementar medidores inteligentes como parte de una estrategia integral de red inteligente, no como un fin en sí mismo. Así los beneficios económicos serán mucho mayores y más visibles para todos los actores.

Parte fundamental del nuevo proceso liderado por Australia a nivel nacional incluye las siguientes directrices:²⁷

- **Aceleración de la implementación de medidores inteligentes:** La implementación de medidores inteligentes impulsa la transición del sistema energético australiano a cero emisiones netas. Una implementación más rápida permitirá a los clientes y a quienes les prestan servicios acceder a los beneficios de los medidores inteligentes con mayor rapidez. La Comisión recomienda un objetivo de adopción universal de medidores inteligentes para 2030 en las jurisdicciones NEM. Los proveedores de servicios de red de distribución (DNSP) desarrollarían un programa anual para eliminar la acumulación de medidores antiguos y la lectura manual de los mismos. Los minoristas serían responsables de instalar medidores inteligentes en estos sitios durante el período de aceleración de cinco años.
- **Fomento de una experiencia positiva del cliente en la transición a medidores inteligentes:** Se han identificado nuevas medidas de protección para los clientes y mejoras en los acuerdos existentes para fomentar una experiencia más positiva del cliente en la transición a medidores inteligentes. Se han desarrollado medidas para proteger a los clientes de aumentos inesperados de costos y brindarles información más clara y sus derechos en virtud del marco. Un ejemplo de estas medidas es la limitación de las alzas en precios de la electricidad para clientes residenciales a períodos de 1 año²⁸.
- **Mejora de los procesos de instalación de medidores:** Se han identificado oportunidades para mejorar la eficiencia y los resultados para los clientes en el marco de medición actual. Se han desarrollado medidas para mejorar la transparencia y la disponibilidad de información para los clientes, reducir la carga regulatoria para los minoristas y los DNSP, reducir los retrasos en la sustitución de medidores y facilitar una mejor coordinación entre las industrias.
- **Obtener mayores beneficios de los datos y servicios de los medidores inteligentes:** Se han desarrollado medidas para mejorar el acceso a una gama más amplia de datos y servicios que ofrecen los medidores inteligentes, de modo que los clientes y la industria puedan obtener mayores beneficios de esta inversión. Se recomienda, mejorar el acceso de los clientes a los datos en tiempo real y el acceso de los DNSP a los datos de calidad de la energía de los medidores inteligentes.

4.2.3 California: Alcance, Servicios energéticos, Modelo escalable y desafíos

El caso de California es de interés para esta revisión pues trae consigo múltiples aprendizajes en cuanto a las expectativas definidas al comienzo del despliegue de los medidores, y los desafíos actuales que enfrenta una red altamente digitalizada.

Algunos de los principales desafíos enfrentados fueron:

²⁷ FINAL REPORT REVIEW OF THE REGULATORY FRAMEWORK FOR METERING SERVICES, Disponible Online: https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2023-08/emo0040_-_metering_review_-_final_report.pdf

²⁸ Australian Energy Market Commission, AEMC delivers enhanced consumer protections to help customers find better energy deals, Disponible online: <https://www.aemc.gov.au/news-centre/media-releases/aemc-delivers-enhanced-consumer-protections-help-customers-find-better-energy-deals#:~:text=The%20new%20rules%20responding%20to,deals%20if%20they%20cannot%20switch.>

- **Controversias por mediciones y facturación:** tal como la literatura indica, es de esperarse que frente a la integración de SMMC los registros de consumo de energía sean mayores a los esperados por parte del cliente, lo cual suele interpretarse como un error por el consumidor final, mientras que se trata de un cobro exacto del consumo realizado. Este desafío le costó una pérdida significativa de confianza ciudadana al proceso y se considera que pudo haber sido evitada en caso de invertir de mejor forma en campañas informativas que comuniquen los cambios esperados a los clientes.
- **Preocupación ciudadana por supuestos efectos en la salud y riesgos en la privacidad:** este fenómeno se ha repetido en todos los países que han desarrollado un despliegue de medidores inteligentes, en todos estos casos, grupos organizados de ciudadanos han presentado oposición por preocupaciones como el efecto en la calidad del sueño que puede tener la señal inalámbrica del medidor y el riesgo de exponer datos sensibles como lo es aquellos horarios que las personas se encuentran en sus viviendas. Para revertir esta oposición, ha sido fundamental el desarrollo de campañas comunicacionales y participativas que entregaran evidencia contundente a la ciudadanía y que a su vez pudiesen ofrecer espacios de comunicación continua con la ciudadanía.

En este sentido, la academia ha realizado diferentes estudios para evaluar cómo, mediante la integración de una comprensión psicológica del comportamiento y los intereses de la ciudadanía es posible maximizar los grados de aceptación tecnológica creando estructuras comunicacionales previo, durante y después del despliegue de medidores inteligentes.

La revisión realizada en el estudio “Public Acceptance of Smart Meters: Integrating Psychology and Practice” llevado a cabo por Beth Karlin, University of California, donde examinó las mejores prácticas de 20 despliegues de medidores inteligentes en EE. UU., destaca la necesidad de contar con dos estrategias comunicacionales, una enfocada en una acción participativa y otra en un rol informativo.

La Figura 6 resume el modelo comunicacional propuesto en el estudio evaluado, a fin de maximizar los niveles de aceptación de medidores inteligentes y minimizar el riesgo de un daño a la confianza ciudadana.

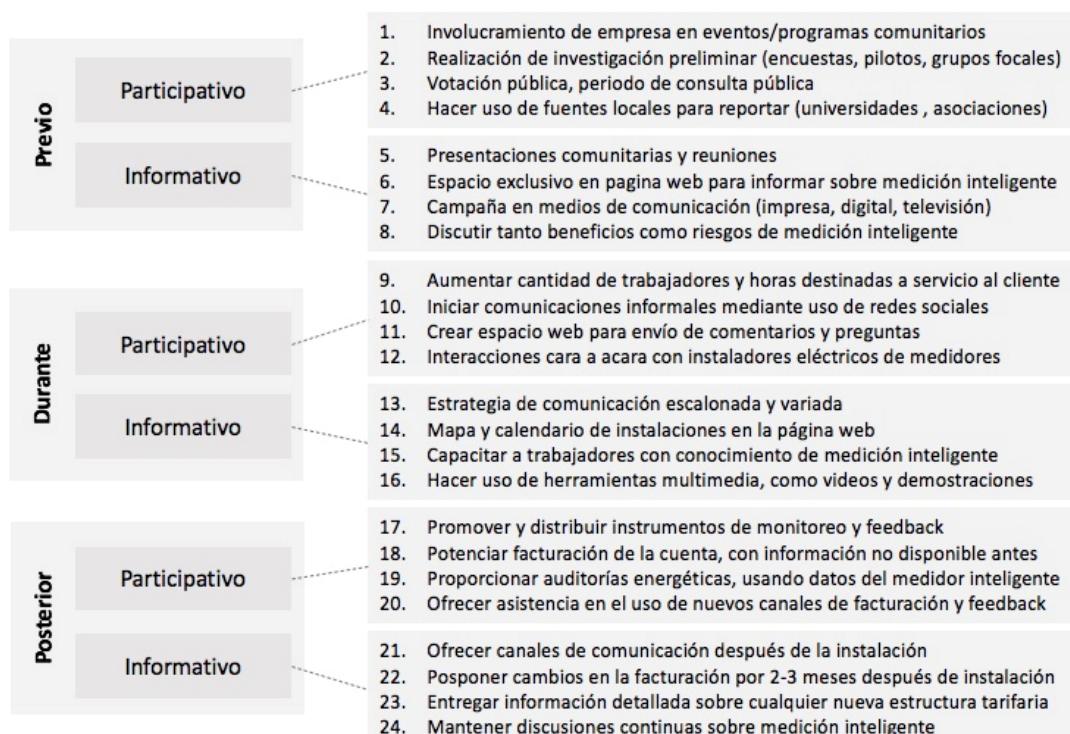


Figura 6: Estrategia Para La Comunicación Pública Del Despliegue De Medición Inteligente.²⁹

- **Dificultades en el manejo masivo de datos:** Uno de los principales desafíos enfrentados por los operadores de red fue la gestión masiva de datos, presentando dificultades en contar con facturación a tiempo y presentar información relevante a los clientes que demuestre los beneficios de estos nuevos equipos de medición. Una estrategia interesante para resolver este desafío fue integrar el Green Button Connect, o también llamado Connect my data, el cual corresponde a un formato digital, seguro y estandarizado en el cual los usuarios pueden compartir sus datos a otras aplicaciones y servicios, siendo una de sus grandes ventajas el poder incorporar niveles de control y monitoreo del consumo energético a fin de reducirlo, en su conjunto, esto facilita el desarrollo de respuesta en demanda.

En este sentido el principal aprendizaje es que existe una necesidad por desarrollar ecosistemas digitales que sean atractivos para los usuarios finales y que les permitan de forma consciente e inmediata compartir su información con diferentes servicios, y que de este modo puedan acceder a usos más eficientes de su infraestructura energética.

- **Escalamiento masivo:** La política escalonada adoptada por California facilitó la entrada progresiva de los medidores con esquemas de pilotaje, de flexibilidad y adaptación de la política pública en la medida que esta fue adoptada y permitió lograr grandes niveles de adopción de forma temprana, lo cual ha sido una de las principales falencias en el resto de las experiencias a nivel mundial. Sin embargo, se reitera que es necesario incorporar un proceso de participación ciudadana al momento de hacer la planificación del despliegue de medidores.

Uno de los elementos que resulta interesante en el caso californiano es su similitud con Chile respecto al acceso a entornos naturales. Según diversos estudios, se estima que comunidades que están más expuestas a entornos naturales tienden a aumentar su grado de adopción a tecnologías renovables.

El estudio llamado “Bridging the gap between sustainable technology adoption and protecting natural resources: Predicting intentions to adopt energy management technologies in California”, liderado por la escuela de política pública de la University of Southern California, realiza un estudio para evaluar la causalidad existente entre factores como conexión a la naturaleza y usos de tecnología digital en relación con la intención de adoptar SMMC.

Un resumen esquemático del estudio se presenta en la 7. En este caso, A representa que la conexión con la naturaleza tiene un impacto positivo en la adopción de tecnologías, sin embargo, los resultados varían según género, del mismo modo, B indica que el uso de tecnología digital tiene un impacto positivo en la adopción de tecnologías para manejo energético, sin embargo, que los resultados son variados según género y edad, y C indica que la dependencia es inversa, es decir personas con mayor edad presentan resistencia a la adopción de SMMC.

²⁹ Public Acceptance of Smart Meters: Integrating Psychology and Practice, Public Acceptance of Smart Meters: Integrating Psychology and Practice. Disponible online: <https://www.aceee.org/files/proceedings/2012/data/papers/0193-000243.pdf>

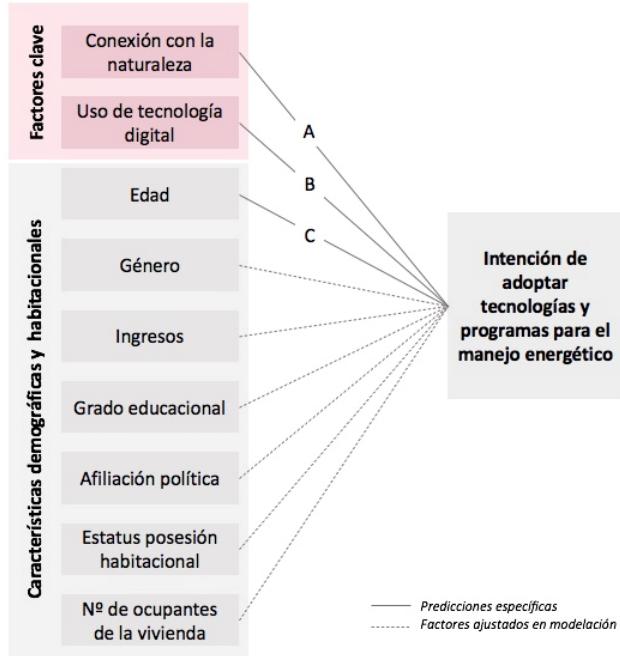


Figura 7: Factores Que Influencian La Adopción De Tecnologías Y Programas De Gestión.³⁰

Como parte de los resultados más relevantes de este estudio, se tiene que es posible establecer una correlación significativa entre la disposición de las personas a adoptar sistemas de medición inteligente y su conexión a la naturaleza, tal como se ilustra en la Figura 8, debido a que este despliegue tecnológico es percibido como una acción que favorece los beneficios colectivos que se desprenden de los entornos naturales.

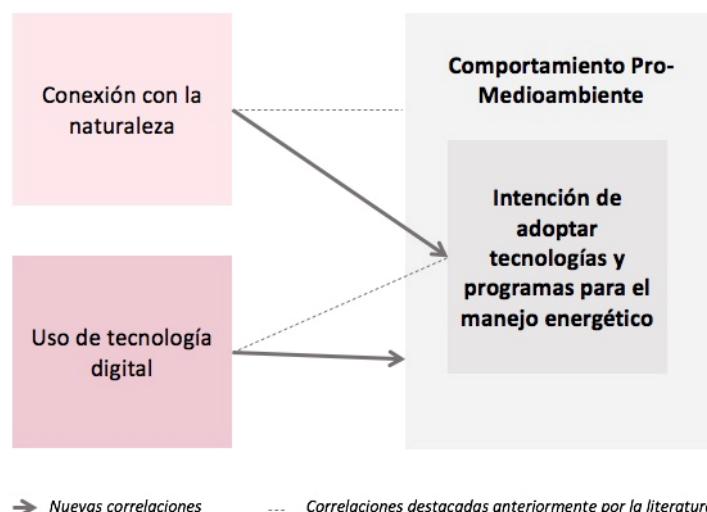


Figura 8: Esquematización Del Rol De La Conexión A La Naturaleza Y Adopción Tecnológica.

³⁰ Bridging the gap between sustainable technology adoption and predicting nature resources: Predicting intentions to adopt energy management technologies in California, Bingye Chen & Nicole Sintov. Disponible online: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629616302389>

A pesar de los resultados mencionados anteriormente, es necesario destacar que estas conclusiones también se condicen con la noción que los grados de adopción dependen fuertemente del costo monetario de la tecnología, los niveles de consumo de los clientes y su conocimiento tecnológico, en particular, desde la academia se destaca que mecanismos como subsidios podrían permitir observar análisis costo beneficios positivos para la política pública, actuando como una herramienta de protección para las comunidades más vulnerables.³¹

4.2.4 Reino Unido: Campaña de recuperación e inteligencia de red

Uno de los elementos más destacables del caso de Reino Unido es la forma en la cual el regulador se ha adaptado a los desafíos de un despliegue original que no logró los niveles de adopción esperados.

Diversos actores del sector público, académico y privado participan activamente para poder identificar los espacios de mejora que pueden ser integrados en el despliegue masivo de medidores inteligentes. En particular, su regulador independiente Ofgem, anunció 4 recomendaciones fundamentales para perfeccionar el despliegue de los SMMC:

1. Tiempos de espera más cortos para la instalación de medidores inteligentes, de modo que a los clientes que soliciten un nuevo medidor se les ofrezca una cita en un plazo de seis semanas.
2. Compensación por una instalación fallida de un medidor inteligente debido a un fallo controlado por el proveedor.
3. Soluciones más rápidas si un cliente reporta un problema con su medidor inteligente, exigiendo a los proveedores que proporcionen un plan de resolución dentro de los cinco días hábiles posteriores al reporte.
4. Compensación para los medidores inteligentes que no funcionen en modo inteligente si no se reparan en un plazo de 90 días.

Por parte de la academia se desarrollan estudios de diferente escala para entender la respuesta de los clientes a la adopción de medidores. Para efectos de esta revisión se ha considerado destacar el trabajo presentado en el artículo llamado “Market failures and willingness to accept smart meters: Experimental evidence from the UK”, el cual utiliza un experimento novedoso para determinar la disposición a aceptar la instalación de medidores inteligentes en 2430 hogares representativos a nivel nacional del Reino Unido. El estudio contempla un ejercicio de estímulos financieros e informativos, evaluados de forma diferenciada y forma conjunta, a fin de entender el impacto en la adopción y la disposición a aceptar las fallas de mercado frecuentemente citadas, como la información imperfecta y las externalidades de difusión.

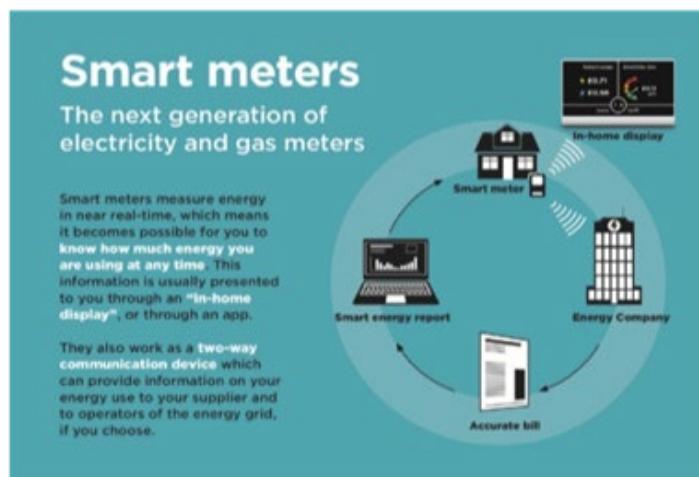
De forma resumida, el estudio contempla lo siguiente:

- Un total de 8 grupos de evaluación.
- 4 grupos reciben estímulos financieros, y 4 grupos no reciben estímulos financieros.
- Existe un total de 4 campañas comunicacionales diferentes, así cada grupo es expuesto a una de estas campañas, las cuales contemplan los siguientes tipos de contenido:
 - Control: se entregan mayores detalles sobre cómo funciona el mercado eléctrico, pero no se destacan beneficios de ninguna forma explícita.
 - Beneficios individuales: tales como ahorros esperados en el mediano y largo plazo.
 - Beneficios colectivos: destacando reducción de emisiones, aumento en generación renovable y aumento en la seguridad de red.
 - Madurez tecnológica: que busca esclarecer preguntas en torno a la seguridad de los equipos, sus efectos en la salud de las personas, privacidad de datos, entre otros.

La Figura muestra las campañas comunicacionales utilizadas en este experimento, las cuales también se encuentran disponible en el Anexo 10: Experimento de campaña comunicacional e incentivos financieros en Reino Unido:

Campaña comunicacional general – Línea Base

³¹ The deterring effect of monetary costs on smart meter adoption. Disponible online: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261922006067>



Opciones de tratamiento específico



Figura 9: Tratamientos alternativos en cuanto a incentivos de información

El estudio realizado anteriormente destaca que el único incentivo que permite habilitar un cambio en los niveles de adopción es un estímulo financiero percibido de forma directa por el cliente final, esto es ver ahorros directos en su facturación mensual, o un programa de compensación directa por el cambio de sistema de medición. Sin estímulos financieros no se observa ningún cambio en los niveles de adopción independiente de la campaña comunicacional utilizada.

Sin embargo, es de mayor interés destacar que los resultados obtenidos a partir de estímulos económicos y comunicacionales son significativamente atractivos solo cuando los incentivos informativos destacan **beneficios colectivos**, como lo son el aumento en generación renovable, la reducción de emisiones de carbono, el incremento en la seguridad de la red. Y no existe ningún aumento en la disposición a la adopción de medición inteligente cuando las campañas comunicacionales estuvieron centradas en beneficios individuales o en madurez tecnológica.

Lo anterior se condice con lo indicado por el experto Andrew Roper³², en su entrevista para este estudio, donde destaca que uno de los elementos más relevantes para incrementar los niveles de adopción de cualquier política pública en el sector energía, radica en la capacidad de poder transferir eficientemente una reducción de costos al cliente final, y que es de esperarse que políticas que aumenten otros tipos de eficiencia (ambiental, tecnológica, regulatoria, etc.) sin reportar reducción de costos para los clientes finales no gozarán del apoyo ciudadano.

En este sentido, el experto también destaca que los procesos de despliegue de la medición inteligente son una oportunidad para incorporar instrumentos que aumenten la variedad de servicios que puede prestar la demanda, lo cual implica integrar

³² Andrew Roper es el Director de la Operación del sistema de distribución en Scottish and Southern Electricity Networks, operador de redes de distribución encargado de abastecer 3.9 millones de hogares y negocios al sur de Gales y el norte de Escocia. Andrew colaboró en este estudio en calidad de experto internacional por medio de un proceso de entrevista.

equipos de control, paneles de monitoreo u otros instrumentos que le permitan al cliente convertirse en un agente activo de la red, prestando servicios que puedan ser interoperables para cualquier retailer.

En resumen, algunas de las principales lecciones de este proceso son:

- **Importancia de una gobernanza clara y coordinación institucional:** El Reino Unido muestra que un despliegue a escala nacional requiere una estructura de gobernanza sólida, con roles bien definidos entre el gobierno (formulación de política), Ofgem (regulación) y los proveedores (implementación). La creación de la Data Communications Company (DCC) fue clave para centralizar la infraestructura digital, y agilizar la coordinación de los organismos mencionados anteriormente.

En específico, la DCC es una entidad asociada al regulador (Ofgem), creada específicamente para operar la infraestructura de comunicación que conecta a todos los medidores inteligentes con los proveedores de energía, los distribuidores de red y otros agentes autorizados. Así el Reino Unido adoptó un modelo centralizado donde todos los medidores inteligentes deben conectarse a esta red segura y común. Asegurando:

1. **Interoperabilidad:** si un cliente cambia de proveedor, el medidor sigue funcionando sin necesidad de sustitución.
2. **Seguridad y privacidad:** los datos de consumo viajan por un sistema único con protocolos definidos y bajo supervisión regulatoria.
3. **Eficiencia de escala:** se evita duplicación de infraestructura y se reducen costos operativos para el sistema en su conjunto.
4. **Gobernanza clara:** el gobierno define la política, Ofgem regula, y la DCC provee la plataforma técnica neutral para todos los actores.

- **El diseño de incentivos afecta directamente al ritmo de adopción:** Al principio, los proveedores no tenían suficientes incentivos ni obligaciones legales claras, lo que causó retrasos. Las reformas posteriores establecieron objetivos anuales obligatorios, lo cual aceleró el ritmo. Esto evidencia la necesidad de un marco regulatorio dinámico que combine incentivos y sanciones.³³
- **La tecnología sin respaldo político y social no garantiza éxito:** Aunque los medidores ofrecen beneficios técnicos, su aceptación depende de la confianza pública. El Reino Unido enfrentó resistencia por preocupaciones de privacidad, interoperabilidad y falta de beneficios visibles. La política energética debe considerar estos factores sociales desde el inicio.
- **Flexibilidad ante fallas o cambios tecnológicos es esencial:** El recambio de medidores inteligentes durante el despliegue de la iniciativa de adopción, mostró cómo errores técnicos iniciales (como la falta de interoperabilidad de los primeros medidores) pueden generar costos adicionales. Una política energética eficaz debe prever mecanismos de adaptación tecnológica.
- **Los proyectos de infraestructura energética deben alinearse con objetivos climáticos:** El programa fue finalmente vinculado con metas de descarbonización, facilitando su legitimidad. Al permitir redes más inteligentes, los medidores apoyan la integración de renovables, vehículos eléctricos y autoconsumo. La política energética debe vincular los despliegues tecnológicos con sus beneficios para la transición energética.
- **El desarrollo de instrumentos educativos y comunicacionales centrados en el cliente permiten robustecer el desempeño de la política pública:** La iniciativa Smart Energy GB constituye una organización independiente creada con motivo de promover la educación, por medio de herramientas comunicacionales, en torno a la adopción de medición inteligente. Esto entregó una voz independiente que unificara la visión del sector por sobre los intereses individuales. Del mismo modo se promovieron diferentes espacios educativos que bajo la instrucción del gobierno, como lo es la guía para hogares sobre el uso de medidores inteligentes³⁴, y el mandato de entregar visualizadores de consumo a todos los hogares que adoptaran medición inteligente.

4.2.5 Resumen Comparativo

A continuación, se presenta la Tabla 6, donde se resumen los elementos estratégicos del desarrollo de la política pública asociada a medidores inteligentes, para cada uno de los países estudiados.

³³ Smart Metering Policy Framework- Post 2025, Disponible online:

<https://assets.publishing.service.gov.uk/media/68ad84ad3a052c9c504c8dfe/smart-metering-policy-framework-post-2025-consultation-document.pdf>

³⁴ Guidance Smart meters: a guide for households, Disponible online: <https://www.gov.uk/guidance/smart-meters-how-they-work#:~:text=The%20government%20has%20put%20in,Security>

Tabla 6: RESUMEN COMPARATIVO DE LAS POLÍTICAS PÚBLICAS POR PAÍS.

Tópico	Alemania	Australia	California	Reino Unido
Mecanismo de financiamiento	Vía tarifas sin subsidio directo, proveedores asumen costos con límites tarifarios estrictos	Vía tarifas sin subsidio directo, ni costos upfront, financiamiento asumido por retailers	Vía tarifas, pequeño financiamiento estatal, descuento en tarifas de ahorros operativos	Vía tarifas sin subsidio directo, ni costos upfront, financiamiento asumido por retailers
Transferencia de beneficios (modestos en general)	Reducción de cargos innecesarios en tarifas reguladas (limitación en beneficios, pero protección de costos)	No homogéneo, daño en percepción (acceso a información) Suavización de demanda (programas voluntarios)	Maximización de beneficios por uso de tarifas dinámicas, con incentivos ahorros de facturación.	Incremento del ahorro energético y coherencia en facturación (exacta)
Fases fundamentales de implementación	Planificación 2011-2015, reforma regulatoria pro digitalización (2016), despliegue gradual según consumo 2020, meta final 2032	Pilotaje 2004- 2006, despliegue obligatorio en Victoria 2009 - 2013, Política nacional 100% voluntaria desde 2017	Pilotaje 2005 – 2006, Despliegue masivo 2006 - 2012 (10 millones instalados)	Planificación y pilotos 2009- 2011, Lanzamiento de política pública 2011, Meta postergada de 2025 a 2030 para adoptar 52 mill.
Stakeholders más influyentes	Fabricantes, empresas de distribución, gobierno central, operador de red	Consumidores, reguladores, empresas de distribución, gobierno central	Regulador estatal, ONG's, consumidores, empresas de distribución	Gobierno central, reguladores, empresas energéticas, consumidores
Eficiencia de los resultados respecto a los objetivos planteados	Ha sido una oportunidad para profundizar el desarrollo regulatorio en protección de datos, pero ha relentecido la adopción de medidores inteligentes, con meta de adopción masiva a 2025	La implementación obligatoria (en Victoria) agudizó la desconfianza frente a fallos en equipos o preocupaciones colectivas. La adopción ha sido muy lenta	Se cumplen los objetivos de cobertura y funcionalidad. Se logra tener gestión de demanda y tarifas dinámicas. Política escalable	Aún no logra las expectativas de cobertura, sin embargo, logra reponerse de los problemas técnicos, sobrecostos y bajos niveles de aceptación

5 Estructuras Tarifarias

La revisión internacional evidenció que, el marco regulatorio vigente al momento de realizar campañas para la implementación del recambio de dispositivos de medición del consumo eléctrico es determinante para su adopción masiva. En este sentido, la simplificación de las estructuras tarifarias que permita un mejor entendimiento por parte de la población es crucial para la transición hacia una infraestructura de medición avanzada³⁵.

En virtud de lo anterior y de la importancia de la simplificación de las estructuras tarifarias, en las secciones siguientes, se realizó un ejercicio conceptual de revisión de los principales esquemas tarifarios implementados en mercados internacionales con una amplia penetración de medición inteligente, aplicando dichas metodologías tarifarias a casos tipo que representen la realidad chilena. Lo anterior, con la finalidad de visualizar los posibles efectos que podrían generarse en Chile, en caso de aplicarse este tipo de tarifas.

El señalado ejercicio, se centró en la revisión de los costos de energía, por tratarse de una de las variables con mayor peso en la determinación de la cuenta total, manteniéndose sin modificar los restantes componentes. El paradigma utilizado fue el de mantener la recaudación respecto del caso original, de modo de respetar la regulación vigente, en particular, el derecho de las distribuidoras a percibir el precio correspondiente a sus contratos. De esta forma, en caso de que el cliente no modifique su comportamiento de consumo, terminará pagando la misma tarifa que en el caso base. En caso contrario y que haya una elasticidad asociada, este pagará menos o incluso, en algunos casos más. Por lo anterior, a efecto de respetar el paradigma señalado, debe considerarse en el siguiente cálculo de PNP una reliquidación, mediante un ajuste o recargo que permita a las distribuidoras recaudar lo que les corresponde.

A su vez, a efectos de construir el perfil horario de consumo de los clientes residenciales chilenos se utilizó la base de datos Load Profiles del BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft). En la Figura siguiente se presenta de forma ilustrativa el proceso de simulación llevado a cabo para la implementación de los esquemas tarifarios que serán descritos en detalle a lo largo de este capítulo.

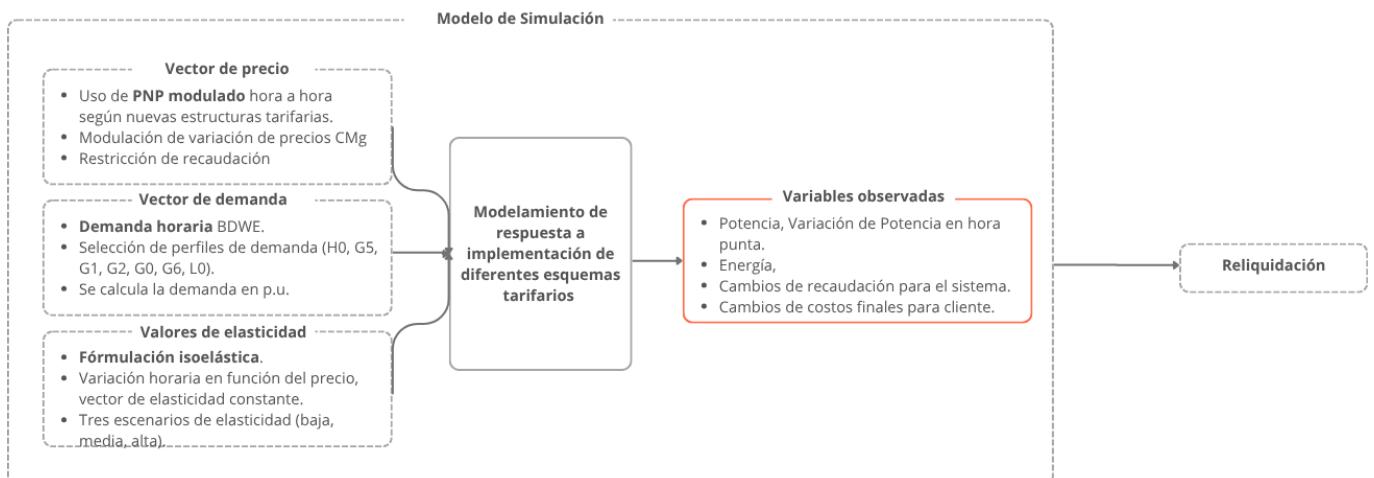


Figura 10: Figura ilustrativa respecto al proceso de simulación.

³⁵ Expertos como Andrew Roper mencionan que la capacidad de poder transferir de manera eficiente una reducción de costos a los usuarios finales por medio de políticas públicas es crucial para incrementar las posibilidades de éxito.

Como se señala en la Figura 10, el modelo de simulación se compone de tres grupos de datos de entrada, en primer lugar, se requiere ingresar vectores de precio basados en la modulación horaria del PNP, cada vector se construye en función del esquema tarifario a utilizar, por ejemplo, para el esquema ToU, para el vector se define un precio para el horario valle y otro precio distinto para el horario punta. La modulación del PNP para este caso se construye utilizando las variaciones horarias normalizadas en por unidad, del costo marginal promedio y además cada vector se construye respetando la restricción de recaudación.³⁶ El segundo grupo de datos de entrada se construye como las variaciones normalizadas de la demanda horaria para distintos perfiles de consumo, dichos perfiles de consumo se obtienen de la base de datos BDEW. En tercer lugar, para este ejemplo se definen vectores de elasticidad lineales, considerando tres niveles de elasticidad, sin embargo, dado que los vectores de entrada del modelo tienen resolución horaria, se considera que la elasticidad también será variable hora a hora, a modo de reflejar de forma más sofisticada el comportamiento de clientes reales. Finalmente, en el modelo debe considerarse una reliquidación a efectos de respetar el principio recaudatorio al que tiene derecho la distribuidora

5.1 Esquemas Tarifarios Utilizados a Nivel Internacional

A nivel internacional, el principal instrumento financiero utilizado como complemento de los incentivos para la adopción de dispositivos de SMMC, corresponde a esquemas tarifarios que aprovechan las características de medición avanzada de estos dispositivos, permitiendo optar por esquemas de valorización del consumo más sofisticados, donde los clientes puedan responder de forma oportuna a señales de precios originadas de la operación del sistema y beneficiarse de ello, generando externalidades positivas, tanto para el individuo, como para la red.

Los esquemas tarifarios analizados y que resultaron de mayor interés, para estudiar de una manera preliminar su efecto en el mercado chileno, son los siguientes:

- Time of Use o Tarifa por tiempo de uso
- Real Time Pricing o Tarificación en tiempo real
- Critical peak Pricing
- Critical peak Rebate
- Tarifas de bloque creciente

5.1.1 Time of Use

Las tarifas por tiempo de uso, denominadas TOU (time of use) definen períodos intradiarios, donde los precios de la energía y potencia son diferenciados. Típicamente se define un periodo valle, donde los precios son inferiores a los precios promedio empleados en esa franja horaria y un periodo punta, donde los precios son superiores al precio promedio registrado durante la franja de duración. El objetivo de este tipo de esquemas es el de alinear los incentivos de consumo con la disponibilidad de generación en el sistema y de esa manera, reflejar de forma más precisa el estado de carga de la red. Se incentiva al desplazamiento de consumo en los usuarios a horarios fuera de la franja definida como punta. Es una opción interesante para habilitar la transición hacia tecnologías de generación renovable al reducir el estrés del sistema luego de que finaliza el bloque solar. En comparación con las tarifas planas este tipo de tarifas permite enviar señales claras a los consumidores.

Regulatoriamente las tarifas TOU se pueden introducir con distintas estrategias, en algunos países se ha optado por ofrecer estas opciones tarifarias de forma voluntaria (opt-in), donde el cliente debe elegir activamente cambiarse a este nuevo tipo de tarifas, otros países, en cambio, las establecen como la opción por defecto (opt-out) una vez que la infraestructura de medición permite la habilitación. Cuando la TOU se introduce bajo el esquema opt-in se ha detectado una baja tasa de adopción, en cambio, cuando se introduce bajo la estrategia opt-out con alternativas para que los clientes que deseen puedan salir la adopción suele ser alta. También se han utilizado estrategias transitorias, como ofrecer incentivos iniciales o protecciones al total de la facturación por un periodo de tiempo determinado durante la transición a este tipo de esquemas

³⁶ La restricción de recaudación se define como el vector de precios horario aplicado sobre un determinado perfil de consumo debe recaudar la misma cantidad de ingresos que el vector de precios constante aplicado sobre el mismo perfil de consumo.

de tarificación. También se han realizado proyectos piloto donde se ofrecen automatizaciones al cliente para facilitar la respuesta en demanda y disminuir su consumo (termostatos inteligentes)³⁷.

Para diseñar una tarifa TOU se requiere definir cuántos períodos horarios diferenciados se tomarán en cuenta (valle, punta, etc.) y qué precios diferenciados se asignarán a cada uno de esos períodos. Estudios sobre el modelado de una tarifa TOU b-nivel³⁸ muestran que un diseño óptimo puede simultáneamente aumentar las ganancias del proveedor y disminuir los costos para los usuarios que ajustan su consumo, mejorando la estabilidad de la red.

En la Figura 11 se presenta un esquema tarifario time of use con dos niveles (punta y valle).

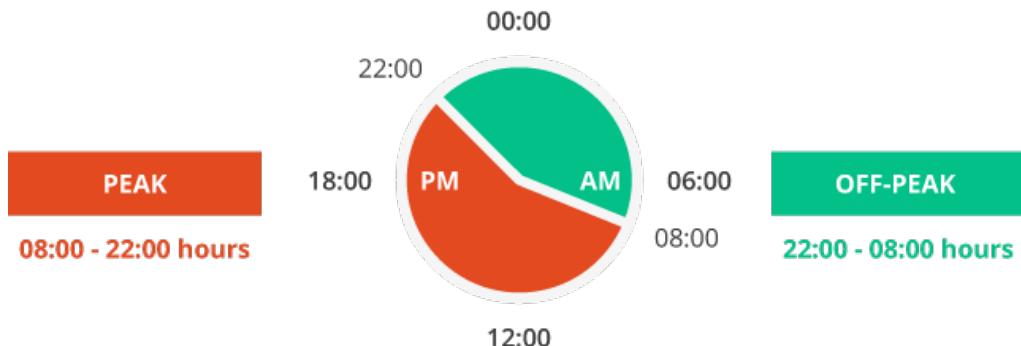


Figura 11: ToU de dos niveles³⁹

5.1.2 Real Time Pricing (RTP) o Tarificación en Tiempo Real

Este tipo de esquema tarifario se caracteriza por representar precios dinámicos en los que el costo de la energía varía en tiempo real. Por lo general, se actualiza el precio de manera horaria, de acuerdo con las condiciones del mercado mayorista⁴⁰. Usualmente el precio se indexa al mercado spot, de manera de representar las variaciones en el costo marginal del sistema. Este tipo de esquema tarifario permite enviar señales de precio muy precisas respecto a la escasez o vertimiento de energía. Se estima que una adopción generalizada de RTP ayudaría a integrar fuentes renovables como la energía eólica y solar, al incentivar que la demanda se adapte a la disponibilidad de la energía variable. Una de las principales críticas a este tipo de esquema tarifario corresponde a la alta exposición que tienen los clientes al riesgo de la volatilidad de precios. Esto puede implicar que los usuarios enfrenten eventos de precios críticos producto de fallas en la red y deban pagar cuentas elevadas en caso de no lograr adaptarse a este tipo de situaciones. Los señalados motivos han sido la principal barrera de entrada para la implementación de este tipo de esquema tarifario.

Para la implementación de este tipo de tarifa es imprescindible contar con medición inteligente, para registrar el consumo con una granularidad (al menos) horaria y para que la distribuidora pueda facturar en consecuencia el consumo al cliente.⁴¹ Además de permitir una mayor resolución de medición, la infraestructura de medición avanzada permite comunicar precios dinámicos y automatizar la respuesta de la demanda al controlar sistemas de domótica.

En general se emplea la estrategia opt-in para la implementación de este tipo de tarifas, dejando al consumidor asumir el riesgo de participación en este tipo de esquemas. En Alemania, en 2023 la Federal Network Agency (Bundesnetzagentur,

³⁷ Nicolson, M., Fell, M. J., & Huebner, G. (2018). *Consumer demand for time-of-use electricity tariffs: A systematized review of the empirical evidence*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 97, 276–289. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.040>

³⁸ Soares, I., Alves, M. J., & Antunes, C. H. (2020). Designing time-of-use tariffs in electricity retail markets using a bi-level model – Estimating bounds when the lower level problem cannot be exactly solved. *Omega*, 93, 102027. <https://doi.org/10.1016/j.omega.2019.01.005>

³⁹ <https://www.mytnb.com.my/business/special-schemes/enhanced-time-of-use>

⁴⁰ https://media.rff.org/documents/WP_25-04_vSszGzz.pdf#:~:text=%E2%80%A2Real,dynamic%20information%20about%20market%20conditions

⁴¹ Häseler, S., & Wulf, A. J. (2024). Promoting real-time electricity tariffs for more demand response from German households: A review of four policy options. *Energy, Sustainability and Society*, 14, Article 59. <https://doi.org/10.1186/s13705-024-00490-z>

BNNetzA) descubrió que solo 52 de los cerca de 1000 suministradores de energía ofrecían tarifas RTP en comparación con los 563 suministradores que tenían disponibles tarifas ToU en el mismo periodo. Una de las principales dificultades que tenían los clientes dispuestos a acceder a este tipo de tarifas era la disponibilidad de acceder a ellas. En 2019 la UE estableció una directiva de electricidad, que exigió a los proveedores con más de 200 mil clientes contar al menos con una tarifa indexada a precio spot, a la cual podían optar los clientes con medidores inteligentes. En el caso alemán, desde 2025 se exige a todos los suministradores ofrecer tarifas RTP, sin embargo, algunos suministradores han optado por no publicitar abiertamente estas opciones en sus sitios web y otros solo envían los detalles de la tarifa dinámica bajo el pedido explícito de los consumidores interesados.

En general, casi todos los esquemas de implementación de este tipo de tarifa han sido voluntarios (opt-in), debido a la preocupación por parte del regulador de exponer a los usuarios desprevenidos a precios altamente volátiles. Algunas implementaciones de este tipo de esquemas poseen precios tope o herramientas de alerta para acomodar este tipo de opciones tarifarias a usuarios que son aversos al riesgo.

En la Figura 12 se presenta la variación horaria de precios de la energía para España en EUR/MWh, utilizando la herramienta de la IEA (International Energy Agency), para exemplificar las variaciones de precio que enfrentan los clientes a través de esquemas RTP.

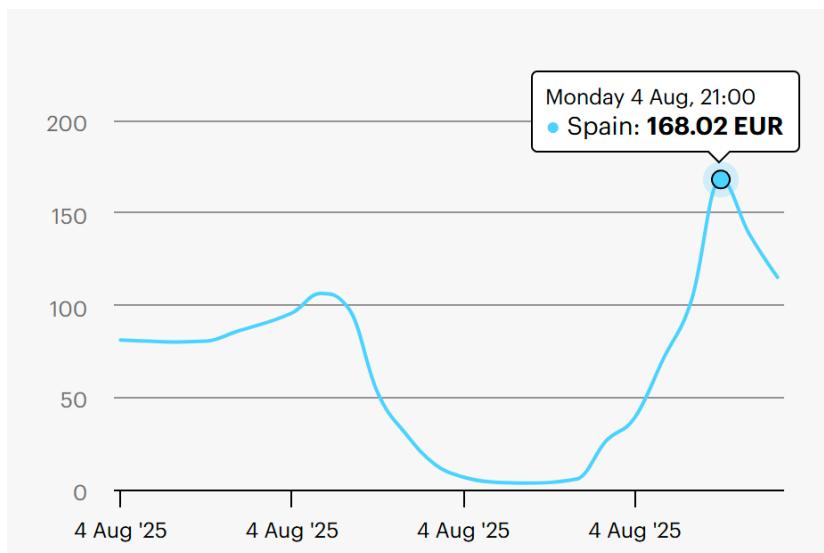


Figura 12: Real-Time Electricity Tracker (IEA)⁴²

5.1.3 Critical Peak Pricing (CPP)

En este tipo de esquema tarifario se designan “eventos críticos” consistentes en algunas horas específicas durante pocos días al año. Durante las horas críticas el precio de la energía se incrementa en gran medida, tratándose de una señal de precios extraordinaria e infrecuente. El resto del tiempo los usuarios obtienen precios cercanos al nivel de precios que se esperaría en el periodo valle. Este tipo de esquema busca reducir el consumo durante los momentos de mayor estrés del sistema, que corresponden típicamente a las horas con mayor demanda anual.

Para la implementación de los esquemas CPP es necesario contar con un medidor inteligente y sistemas de comunicación bidireccionales entre la empresa de distribución y el usuario. La activación de eventos críticos típicamente ocurre con poca

⁴² [Real-Time Electricity Tracker – Data Tools – IEA](#)

antelación (se avisa el día anterior o durante el transcurso del día)⁴³. Durante los eventos críticos, se multiplica el precio de la energía varias veces en comparación con el precio normal. Además, para limitar la exposición de los clientes a precios extremos, estos esquemas contemplan un número limitado de eventos anuales. Actualmente, para aprovechar estos esquemas se implementa el control remoto de cargas, existiendo incluso el control directo de carga, donde el cliente permite que la compañía de distribución gestione sus equipos para reducir carga, se permite que los usuarios anulen manualmente este tipo de control, pero enfrentan penalizaciones en caso de que suceda.

Uno de los países pioneros en la implementación de esquemas CPP es Estados Unidos, donde, desde mediados de los 2000 se han implementado programas piloto y estrategias opt-in de adopción de este tipo de esquemas, tanto a nivel residencial como a nivel industrial⁴⁴. En California se implementó esquemas CPP con tarifas horarias para grandes clientes comerciales e industriales para gestionar los *peaks* de demanda luego de una crisis energética ocurrida a principios de los años 2000⁴⁵.

Se ha identificado que la estructura de incentivos es clave para el éxito de este tipo de esquemas tarifarios y se ha podido observar que⁴⁶:

- Los clientes responden a la señal de precios.
- Los esquemas CPP y CPR (Critical Peak Rebate) poseen una respuesta similar.
- Habilitar infraestructura tecnológica mejora la respuesta de los clientes frente a la señal de precios.
- Los clientes con tarifas TOU son menos responsivos en comparación a clientes con esquemas CPP y RTP.

La Figura 13 representa un esquema típico CPP con tres niveles de precios (peak, mid-peak y off-peak) durante un evento crítico.

⁴³ Schittekatte, T., Mallapragada, D., Joskow, P. L., & Schmalensee, R. (2022). *Electricity retail rate design in a decarbonizing economy: An analysis of time-of-use and critical peak pricing* (CEEPR Working Paper No. 2022-015). Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research. <https://ceepr.mit.edu/wp-content/uploads/2022/10/2022-015.pdf>

⁴⁴ Hu, Z., Kim, J.-H., Wang, J., & Byrne, J. (2015). *Review of dynamic pricing programs in the U.S. and Europe: Status quo and policy recommendations*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 743–751. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.078>

⁴⁵ Wang, Y., & Li, L. (2016). *Critical peak electricity pricing for sustainable manufacturing: Modeling and case studies*. *Applied Energy*, 175, 40–53. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.04.100>

⁴⁶ Hu, Z., Kim, J.-H., Wang, J., & Byrne, J. (2015). *Review of dynamic pricing programs in the U.S. and Europe: Status quo and policy recommendations*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 743–751. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.078>

2025 Critical Peak Pricing (CPP)

*CPP pricing only applies when a CPP Peak Event is called during that time period.



Figura 13: Esquema Critical Peak Pricing⁴⁷

5.1.4 Critical Peak Rebate (CPR)

En este tipo de esquemas tarifarios se bonifica a los clientes por la reducción de su consumo durante las horas *peak*. La lógica detrás es la opuesta respecto de los esquemas CPP, en donde se penaliza a los clientes con precios elevados.

Para implementar este tipo de esquemas se debe determinar un perfil de consumo base (*baseline*), correspondiente al consumo del cliente en caso de que no existiese el programa de bonificación. La principal complejidad de este tipo de esquema radica en la dificultad de determinar la *baseline* con precisión producto de la variabilidad y heterogeneidad del perfil de consumo de cada usuario, por ello, es común que la implementación de este tipo de esquemas se produzca por medio de un agregador que represente a un conjunto de clientes. El agregador está encargado de la reducción o desplazamiento de carga, durante eventos *peak*. Por lo general este tipo de esquema incluye modalidades de control directo de cargas, contratos de suministro interrumpible, etc⁴⁸. También se ha propuesto agrupar a los clientes en función del perfil de consumo para mejorar la estimación en la reducción de demanda, así como mecanismos de autorreporte para el *baseline* con penalizaciones para desincentivar errores intencionados en el reporte.

El reparto de ingresos suele funcionar mediante pagos directos por cada kWh que se reduce. En general este tipo de esquemas tienen la ventaja de que los usuarios están más dispuestos a participar producto de las eventuales

⁴⁷ <https://www.smud.org/Rate-Information/Residential-rates/Critical-Peak-Pricing>

⁴⁸ Schwarz, P., Mohajeryami, S., & Cecchi, V. (2020). Building a better baseline for residential demand response programs: Mitigating the effects of customer heterogeneity and random variations. *Electronics*, 9(4), 570. <https://doi.org/10.3390/electronics9040570>

“recompensas”. En la Figura 14 se presenta un esquema CPR donde el usuario obtiene recompensas por su reducción de consumo⁴⁹.



Figura 14: Esquema Critical Peak Rebate

5.1.5 Tarifas de Bloque Creciente (IBT)

Las IBT (increasing block tariff) contemplan una estructura de precios escalonados, donde el precio se incrementa a medida que el usuario supera umbrales de consumo. El consumo se divide en bloques o tramos y a cada bloque se le aplica una tarifa incremental respecto a la tarifa del bloque anterior, este tipo de esquema busca conseguir un balance entre equidad y eficiencia, pues garantiza que el nivel base de consumo tenga un costo menor y a la vez envía señales de precio para desincentivar consumos elevados. La principal desventaja de este tipo de esquema es que la señal de precios no es localizada y por lo tanto no refleja el estado real del sistema, en cuanto a que, incentiva la minimización del consumo de forma general.

En la Figura 15 se presenta un esquema tarifario con costes incrementales basado en el consumo.

⁴⁹ https://docs.oracle.com/en/industries/energy-water/energy-efficiency/energy-efficiency-overview/Content/Peak_Time_Rebates.htm

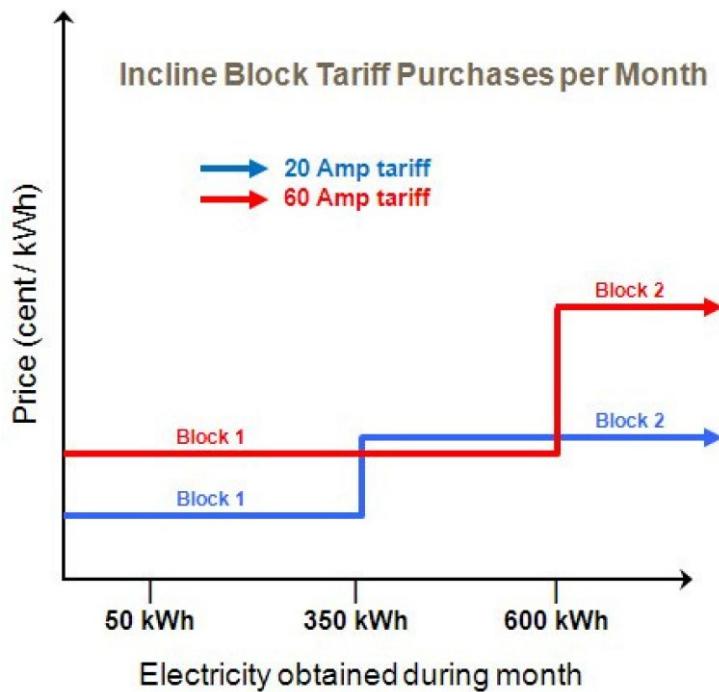


Figura 15: Esquema de tarifa en bloque creciente⁵⁰

5.1.6 Resumen Comparativo

A continuación, en la Tabla 7 se presenta un resumen de las estructuras tarifarias a ser implementadas en el ejercicio de cálculo, indicándose expresamente la exigencia de SMMC para su implementación.

Tabla 7: RESUMEN CONDICIONES DE IMPLEMENTACIÓN DE ESQUEMAS TARIFARIOS.

Esquema tarifario	¿Requiere SMMC?	Tecnología Habilitante	Requerimientos específicos	Complejidad de desarrollo
TOU	Sí	Medición con resolución horaria.	Se requiere el desarrollo de:	Mediana - Baja
RTP	Sí	Comunicación bidireccional para actualización de horarios y tarifas.	Estudio Econométrico para modelar/dimensionar elasticidad en consumo eléctrico	Mediana - Baja
		Medición con resolución de 15 minutos.	Actualización de estudio de caracterización	
		Comunicación bidireccional para		

⁵⁰ <https://www.themeterman.co.za/how-do-incline-block-tariffs-work/>

Esquema tarifario	¿Requiere SMMC?	Tecnología Habilitante	Requerimientos específicos	Complejidad de desarrollo
		actualización de tarifas.	de energética de clientes	
CPP	Sí	Medición con resolución horaria. Comunicación bidireccional para actualización de horarios y tarifas.	Proyección del perfil de consumo por tipo de cliente Capacidad para recibir y comunicar eventos críticos.	Mediana - Alta
CPR	Sí	Medición con resolución horaria. Comunicación bidireccional para actualización de horarios y tarifas.	Alta Capacidad para determinar línea base de consumo (memoria del perfil de consumo).	
IBT	No		Se requiere el desarrollo de: Actualización de estudio de caracterización energética de clientes	Baja

5.2 Caracterización del Consumo

5.2.1 Determinación de Perfiles de Consumo

Para caracterizar el consumo de los clientes residenciales se adoptó un sistema de categorización basado en la actividad productiva o en el uso característico de la energía. Para ello, se empleó la librería de Python **Standard Load Profile**, la cual incorpora información de perfiles de consumo que describen la demanda horaria de distintos segmentos de clientes.

En particular, se utilizó la base de datos de **Load Profiles del BDEW** (*Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft*), elaborada a partir de mediciones con granularidad de 15 minutos en el sistema eléctrico alemán. Esta base constituye un referente ampliamente utilizado en estudios internacionales, ya que permite modelar la variabilidad del consumo de manera representativa según tipo de usuario.

Con esta información se construyó un **perfil de consumo horario** para clientes residenciales en Chile, ajustado a grupos predefinidos en función de sus patrones de consumo energético. Dichos perfiles, al estar asociados a diferentes tipologías de usuarios, permiten simular la respuesta de cada segmento frente a distintos esquemas tarifarios y señales de precio.

A continuación, se describen los perfiles presentes en la base de datos BDEW⁵¹ y su clasificación según los objetivos de consumo que representan.

Tabla 8: PERFILES DE CONSUMO BDEW.

Tipo	Descripción
G0	Perfil general definido para el comercio, se obtiene de promediar los perfiles G1 al G6.
G1	Perfil basado en el consumo de comercios durante el horario laboral, definido entre las 8 a.m. y las 6 p.m. Algunos ejemplos de comercios con este tipo de comportamiento de consumo son oficinas, talleres, negocios administrativos, clínicas, etc.
G2	Perfil centrado en negocios con un consumo energético predominante durante la tarde o noche. Corresponde a gimnasios, restaurantes, etc.
G3	Perfil que representa el consumo de negocios continuos, como por ejemplo plantas de tratamiento de agua, supermercados, carnicerías, etc.
G4	Perfil que representa tiendas de conveniencia, peluquerías, etc.
G5	Perfil que representa el consumo en panaderías y pastelerías.
G6	Perfil que representa negocios que consumen predominantemente durante fines de semana, como los cines.
G7	Perfil que representa el consumo de las antenas de telecomunicaciones.

⁵¹ <https://demandlib.readthedocs.io/en/latest/bdew.html>

Tipo	Descripción
Lo	Perfil de consumo promedio para una granja, se obtiene promediando los perfiles L1 y L2.
L1	Perfil de consumo para granjas dedicadas a la ganadería, con gestión diaria.
L2	Otro tipo de granjas.
Ho	Perfil de consumo de hogares.

A partir de la información contenida en la base de datos BDEW, se construyó el **perfil de consumo horario** para cada tipología de usuario. El consumo se presenta **normalizado por unidad (p.u.)**, lo que permite comparar distintos perfiles sin depender de su magnitud absoluta. Para cada caso, se calculó el **promedio hora a hora** considerando el período completo comprendido entre enero y diciembre de 2024.

En la Figura 16 se presenta el ejemplo asociado con un perfil tipo “Ho” (perfil de consumo de hogares), el que refleja el consumo promedio de un hogar típico en Alemania. Este perfil residencial es de especial interés, ya que concentra patrones característicos de la demanda diaria, como un **mínimo nocturno**, un **aumento en las primeras horas de la mañana** y un **peak en horario entre 18:00 a 21:00 horas**, asociados a los hábitos de uso de energía en los hogares.

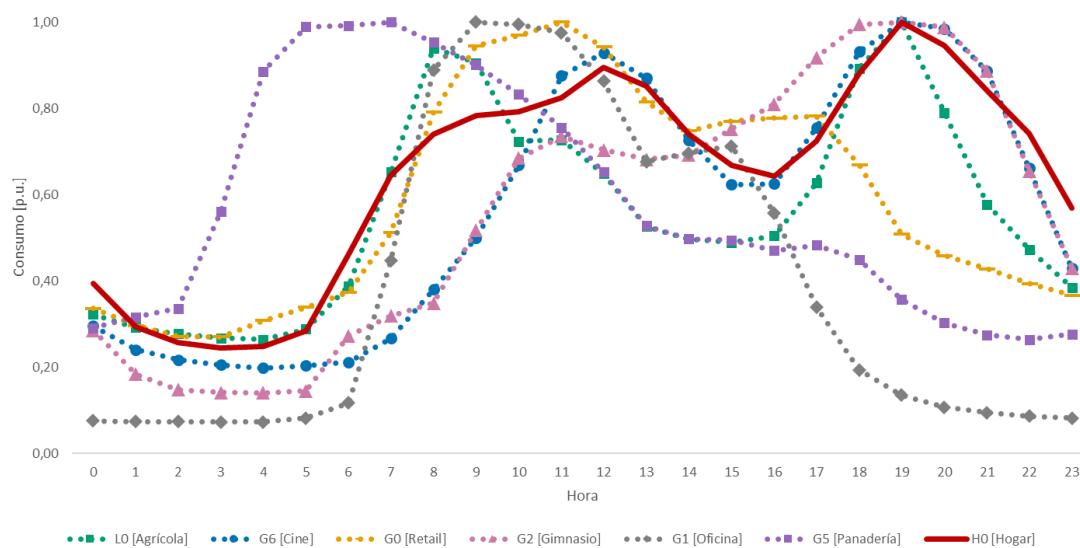


Figura 16: Perfil de consumo H0 (hogares) en Alemania BDEW

En el **Anexo de Cálculo 1**, se presenta el detalle de los perfiles asociados a la Tabla 8. Para cada caso se presenta la **curva horaria promedio anual** (enero–diciembre de 2024) **normalizada**; se mantiene la **nomenclatura BDEW** (p. ej., Ho para hogares), asegurando trazabilidad entre la tabla y el anexo.

5.3 Implementación al caso chileno de los Esquemas Tarifarias utilizados a nivel internacional

Tal como se indicó anteriormente, a través de un ejercicio conceptual, se busca visualizar el impacto de incorporar al caso chileno esquemas tarifarios como los descritos anteriormente. A continuación, se presentan los supuestos utilizados, donde se consideraron los cargos asociados a la componente de energía de la tarifa, manteniéndose constante el resto de los cargos de las fórmulas tarifarias.

Para efectos del cálculo se tomó como referencia el valor del precio de nudo promedio (PNP) de energía fijado en el decreto correspondiente al primer semestre de 2025. Dicho valor se aplicó a los perfiles de consumo seleccionados (H0, G5, G1, G2, G0, G6 y Lo) con la finalidad de comparar el efecto de los esquemas tarifarios propuestos. A continuación, se analiza el perfil de consumo H0 (hogar), el detalle de los cálculos asociados a los restantes perfiles seleccionados se muestra en el **Anexo de Cálculo 2**.

5.3.1 Perfil H0: Hogar

Para efectos del análisis conceptual a desarrollar se optó por utilizar la tarifa BT1a como referencia porque resulta hoy día la tarifa residencial más utilizada. Luego de aplicar los parámetros e indexaciones correspondiente a julio de 2025 y tomando el caso de Enel Distribución dentro del Sistema de Transmisión Zonal D, los valores resultantes de energía y potencia se presentan en la tabla siguiente. En el Anexo 6, se detallan las distintas opciones tarifarias y el monto de los correspondientes cargos en pesos. El vector de precios base empleado para las simulaciones considera el parámetro Pe [\$/kWh] en lugar del Cargo por Energía [\$/kWh]

Tabla 9: CARGOS DE ENERGÍA Y POTENCIA CORRESPONDIENTE A LA TARIFA BT1A.

Tarifa	Cargo por Energía Cargo por Energía [\$/kWh]	Pe [\$/kWh]	Cargo por Potencia	Cargo por Potencia [\$/kW]
BT1a	$Pe \times PEAT \times PEBT$	92,28	85,98 $FACP \times Pp \times PPAT \times \frac{PPBT}{NHUNB}$	24,74

5.3.1.1 Tarifa TOU de 2 Niveles

Para efectos del ejemplo, se simuló una tarifa Time of Use (TOU) basada en dos niveles. Se definió como periodo valle la franja horaria fuera de las horas de control de punta y como periodo punta el periodo entre 18:00 a 22:00 hrs. En la Figura 17 se presentan los bloques horarios del día definidos como punta y valle respectivamente.



Figura 17: Bloques Horarios Tou De Dos Niveles.

Para la construcción del vector de precios, se utilizó el supuesto de que los precios de valle y punta se fijan de forma tal, que la sumatoria del perfil de consumo ponderado por los precios de forma horaria sea igual al total facturado en el caso base (tarifa plana). La restricción descrita se ejemplifica en la Ecuación 1.

$$Pe \sum_h Q_h = \sum_h Pe_h Q_h$$

Donde

Pe : Corresponde al precio de energía promedio.

Q_h : Corresponde al consumo de energía en la hora h .

Pe_h : Corresponde al precio de energía en la hora h .

Ecuación 1: Conservación de recaudación.

A partir del precio nudo de energía base (85,98 [\$/kWh]) se definen los precios de punta y de valle de acuerdo con las siguientes ecuaciones.

$$P_{valle} = \frac{Pe * Q_{Total}}{(Q_{valle} + r * Q_{punta})}$$

$$P_{punta} = P_{valle} * r$$

Donde:

Q_{punta} : Corresponde a la sumatoria del consumo de energía en las horas definidas como punta.

Q_{valle} : Corresponde a la sumatoria del consumo de energía en las horas definidas como valle.

Q_{Total} : Total de energía consumida.

r = Razón de proporcionalidad entre el precio de punta y el precio valle.

P_{valle} : Precio de la energía en horas valle.

P_{punta} : Precio de la energía en horas de punta.

Ecuación 2: Ecuaciones para fijar el precio en TOU de dos niveles.

Para efectos del ejemplo, se definió la proporción entre el precio de punta y el precio valle con un recargo del 50%. Esta proporción se obtiene de los costos marginales informados ⁵²por el CEN para el año 2024, realizando la proporción entre el promedio de costos marginales para horas de punta (18:00 hrs. a 22:00 hrs.) respecto del promedio de costos marginales fuera de horas de punta (23:00 hrs. A 17 hrs.), además se promedió el costo marginal para las barras informadas por el CEN hora a hora a fin de obtener un costo marginal promedio horario.

5.3.1.2 Tarifa RTP proporcional a CMg

En este caso se obtuvo la curva de modulación de precios a partir del promedio horario de los costos marginales (CMg⁵³) entre enero y julio de 2025, a modo de ejemplo, para la barra “Apoquindo_____013”. En la Figura 18 se presenta la curva de variación promedio horaria normalizada del costo marginal.

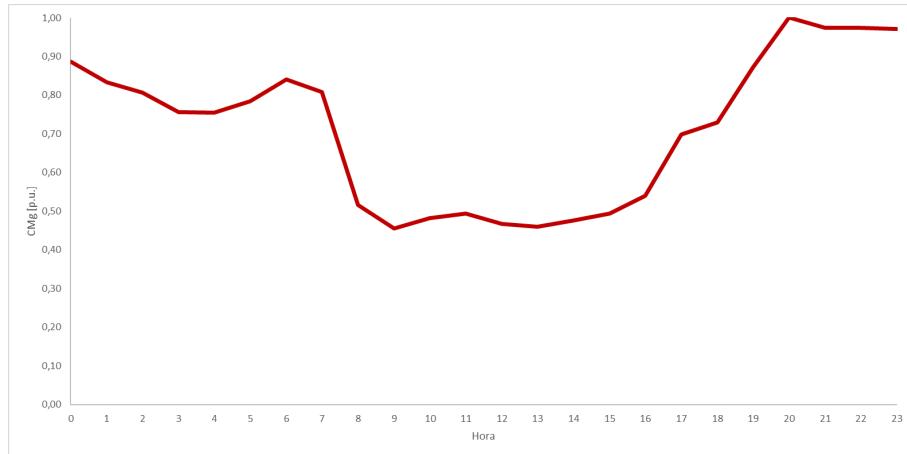


Figura 18: Curva de variación del CMg promedio para la barra Apoquindo 013 entre enero y julio de 2025.

Luego se obtiene el precio base de la energía de tal forma que se cumpla la Ecuación 3.

$$Pe \sum_h Q_h = P_{base} \sum_h CMg_h Q_h$$

Donde

Pe : Corresponde al precio de energía promedio.

Q_h : Corresponde al consumo de energía en la hora h .

P_{base} : Corresponde al precio de energía a modular para obtener un vector de precios tal que se respete la igualdad.

CMg_h : Costo marginal horario.

Ecuación 3: Relación de conservación de recaudación.

5.3.1.3 Tarifa CPP

⁵² <https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/costos-marginales/>

⁵³ <https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/descarga-datos-costos-marginales/costo-marginal-en-linea-descarga-datos-costo-marginal/>

Se utilizó como base la construcción del vector de precios del ejemplo TOU de dos niveles, pero se modificó la relación de proporcionalidad estableciendo una diferencia de equivalencia, donde el precio de punta tiene un recargo⁵⁴ proporcional a la diferencia entre el promedio del costo marginal en las horas superiores al percentil 99 dividido por el promedio del costo marginal en el resto de las horas, para ello se empleó la información entregada por el CEN, en la barra “APOQUINDO_____013” para el primer semestre de 2025.

Como resultado del análisis se obtuvo que la cota representativa del percentil 99 corresponde a un costo marginal de 274,47 [\$/kWh], el promedio del valor en las horas pertenecientes a dicho percentil corresponde a 385,94 [\$/kWh], en tanto el promedio del CMg en las horas restantes corresponde a 76,49 [\$/kWh], con ello se determina una proporción de equivalencia para el precio punta respecto del precio valle, de 5,05 veces. Luego, en función de la Ecuación 1 y Ecuación 2 se determina el vector de precios respectivo.

5.3.1.4 Tarifa CPR

En este caso, se utilizaron los datos de la licitación de carga interrumpible⁵⁵ llevada a cabo por el CEN para el año 2023, en virtud de la que se puede realizar una estimación de las condiciones aplicables a este tipo de esquemas tarifarios. Para los efectos de la señalada licitación, la CNE mediante su resolución exenta N° 157 de 2023 definió las siguientes condiciones:

- El valor máximo de la componente de activación asciende a 550 US\$/MWh y aplicará para todas las ofertas recibidas en su componente de activación.
- El valor máximo de la componente de disponibilidad asciende a 5,5 US\$/MWh y aplicará para todas las ofertas recibidas en su componente de disponibilidad.

Se empleó el supuesto de que existe la figura de un agregador que descuenta un 10% de las ganancias por el servicio de monitoreo e individualización de ganancias a los clientes. Lo anterior, considerando ambas componentes, resulta en un incentivo 471,82 \$/kWh⁵⁶.

Luego se definió la relación de conservación de la recaudación como se presenta en la Ecuación 4.

$$Pe \sum_h Q_h = \sum_h Pe_{base}(Q_h - \alpha_h \Delta Q_h) - \sum_h \alpha_h G_{Total} \Delta Q_h$$

$$\Delta Q_h = Q_{base,h} - Q_{real,h} ; \forall h$$

Donde

Pe: Corresponde al precio de energía promedio.

Q_h: Corresponde al consumo de energía en la hora *h*.

Q_{base,h}: Corresponde al consumo de energía de la línea base en la hora *h*.

Q_{real,h}: Corresponde al consumo de energía real en la hora *h*.

ΔQ_h: Variación entre el consumo base y el real.

Pe_{base}: Corresponde al precio de energía base sobre el cual se aplican las bonificaciones.

α_h: Variable binaria definida como 1 en las horas *h* donde se requiere reducción de carga.

G_{Total}: Incentivo monetario a la reducción de carga equivalente a 471,82 $\frac{\$}{kWh}$

Ecuación 4: Conservación de recaudación en esquema CPR.

⁵⁴ <https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/descarga-datos-costos-marginales/costo-marginal-en-linea-descarga-datos-costo-marginal/>

⁵⁵ https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/05/Rex.Exta_.Res_.N157_VMax_CI_2104.2023.pdf

⁵⁶ Se utiliza el dólar promedio de 2024 de 943,74 \$/US\$.

Se definieron las horas donde se requiere reducción de carga como el periodo de control de punta (18:00 a 22:00 hrs) para determinar el precio base necesario para conservar la recaudación. Luego el precio base se definió de acuerdo con la Ecuación 4:

$$Pe_{base} = \frac{Pe \sum_h Q_h + \sum_h \alpha_h G_{Total} \Delta Q_h}{\sum_h (Q_h - \alpha_h \Delta Q_h)}$$

Al considerar una reducción de carga en horas de punta de un 5% se determina el siguiente vector de precios neto⁵⁷. Donde el precio base de la energía, corresponde a 94,05 [\$/kWh] y la bonificación (471,82 [\$/kWh]) ponderada por el porcentaje de reducción de demanda (5%) corresponde a 23,591 [\$/kWh], resultando en un precio de 65,75 [\$/kWh] para aquellos usuarios que reduzcan su consumo en la proporción mencionada durante las horas críticas.

5.3.1.5 Tarifa de Bloque Creciente

Para implementar el esquema de bloque creciente se calcularon tramos de consumo acumulado, de tal forma que se cumpla la Ecuación 5.

$$\begin{aligned} A &= \sum_h Q_h \\ Pe \sum_h Q_h &= Pe(A) * \sum_h Q_h \\ Pe(A) &= \begin{cases} P_1 \text{ cuando } 0 \leq A < x_1 \forall h \in \{0, n\} \\ P_2 \text{ cuando } x_1 \leq A < x_2 \forall h \in \{n+1, m\} \\ P_3 \text{ cuando } x_2 \leq A < x_3 \forall h \in \{m+1, 23\} \end{cases} \end{aligned}$$

Donde

Pe: Corresponde al precio de energía promedio.

Q_h: Corresponde al consumo de energía en la hora *h*.

A: Función de consumo acumulado.

Pe(A): Corresponde a la función de precio de energía en base al consumo acumulado.

x_n: Tramo de consumo *n*.

Ecuación 5: Conservación de la recaudación en función del consumo.

Se empleó como supuesto que los tramos de consumo se dividen en tres bloques y que todos los bloques contemplan la misma cantidad acumulada de energía en el tramo de consumo, además se supuso que los precios se incrementan de forma lineal, esto es:

$$3x_1 = x_3; 2x_1 = x_2; x_1 + x_2 + x_3 = A$$

$$3P_1 = P_3; 2P_1 = P_2$$

Ecuación 6: Supuestos de simetría entre bloques de consumo.

Considerando los supuestos anteriores se llega a la siguiente relación:

$$x_1 = \frac{A}{6}$$

⁵⁷ Vector que considera la diferencia entre el precio base y el precio de bonificación.

$$\frac{3}{7}Pe = P_1$$

Ecuación 7: Relación de equivalencia entre precios por bloque de consumo.

En la siguiente tabla se presenta un resumen de las simulaciones asociadas a los esquemas tarifarios.

Tabla 10: RESUMEN DE SIMULACIÓN DE ESQUEMAS TARIFARIOS.

Esquema tarifario	PNP	Bloques Horarios	Descripción del cálculo	Restricciones
BT1a	1 Bloque	No tiene.	Se multiplica el vector de consumo por el vector de precios constante.	Este cálculo define la recaudación base.
TOU	2 Bloques	Punta: 18:00 a 22:00 hrs. Valle: 23:00 a 17:00 hrs.	Se divide el vector de consumo en los horarios punta y valle, cada horario tiene precios diferenciados y se multiplica el vector de consumo correspondiente por el vector de precios correspondiente.	Debe respetar la recaudación base. Debe contar con 2 bloques de precios.
RTP	Horario	24 bloques , cada hora corresponde a un bloque distinto	Se multiplica hora a hora por el vector de precios horario, definido en base a las variaciones del costo marginal.	Debe respetar la recaudación base. Cada hora varía el precio en función de la variación en el costo marginal.
CPP	2 Bloques	Punta: 18:00 a 22:00 hrs. Valle: 23:00 a 17:00 hrs.	Se divide el vector de consumo en los horarios punta y valle, cada horario tiene precios diferenciados y se multiplica el vector de consumo correspondiente por el vector de precios correspondiente.	Debe respetar la recaudación base.
CPR	2 Bloques	Punta: 18:00 a 22:00 hrs. Valle: 23:00 a 17:00 hrs.	Se divide el vector de consumo en los horarios punta y valle. Se define la bonificación por unidad de energía reducida por el usuario durante el período de punta, se calcula la bonificación en base a la reducción del consumo respecto del consumo base.	Se calcula el recargo en función del percentil 99 respecto a los CMg.
Bloque Creciente	3 Bloques	No tiene bloques horarios. A medida que el cupo de consumo se alcanza, se traslada al siguiente bloque de precios.	Se suma el consumo hora a hora, para cada hora se comprueba si se superó el umbral actual de consumo definido, en caso de que se supere el umbral se asigna el precio del bloque siguiente.	Debe respetar la recaudación base. Se define la bonificación en función de la licitación de carga interrumpible. Se simula el ejemplo con una reducción del 5% en el consumo. Debe respetar la recaudación base. Se calculan 3 bloques, se ajustó la simulación a un ejercicio horario, idealmente se debe estudiar la implementación mensual.

5.3.1.6 Vectores de Precio

En función las restricciones definidas en los supuestos de las distintas opciones tarifarias, se presenta en la Figura 19 el resultado de la construcción de los distintos vectores de precio para el perfil de consumo H_0 .

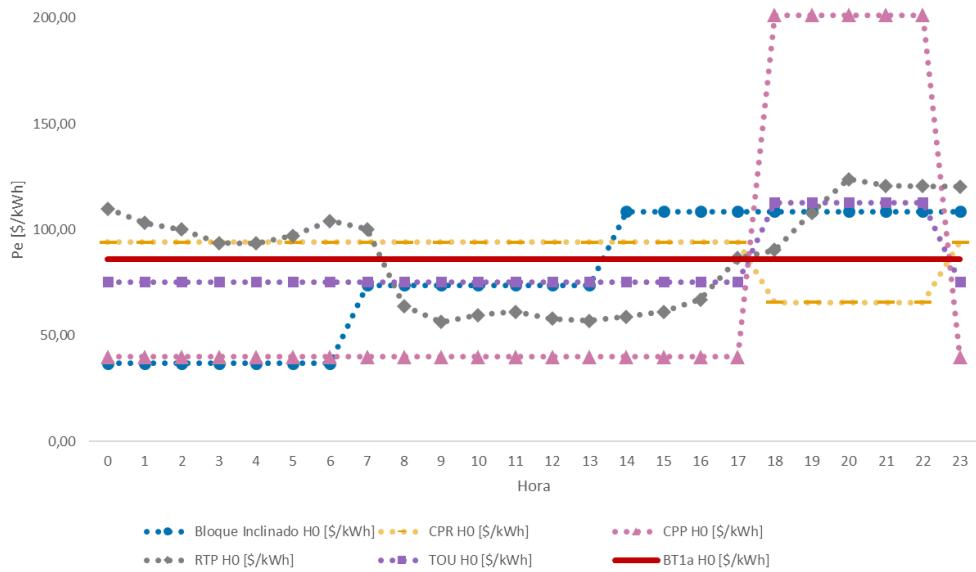


Figura 19: Vectores de Precios Opciones Tarifarias.

El vector de precios BT1a mantiene el Pe constante y los diferentes esquemas tarifarios aplican vectores de modulación sobre el vector de precios base. El caso más extremo corresponde a las horas críticas del esquema CPP el cual compensa sus altos precios durante eventos críticos, con un precio base muy bajo en las horas no críticas. Luego el vector de precios del esquema de tarifa creciente presenta tres tramos incrementales, proporcionales al aumento del consumo acumulado del usuario a medida que progresó el tiempo. El esquema CPR presenta una reducción de precios en las horas críticas asociado a la activación en la reducción del consumo por parte del usuario y el resto del tiempo se encuentra sobre el vector de precio base en concordancia con la restricción de recaudación. El vector de precios del esquema TOU presenta dos niveles de acuerdo con su construcción y se puede observar en la figura que los precios valle se encuentran por debajo del precio base, en tanto los precios de peak se encuentran por sobre el nivel de precios base del esquema BT1a. Finalmente el vector de precios RTP varía de forma horaria en concordancia con las variaciones del costo marginal, se observa que para el bloque solar, éste se ubica por debajo del vector de costo base y en las horas pertenecientes al bloque no solar se ubica por sobre los costos promedio.

5.3.1.7 Curva de Costo-Consumo

Una vez que se han determinado los distintos vectores de precio asociados a los esquemas tarifarios propuestos, se revisan cómo impactan al usuario de acuerdo con su perfil de consumo, en cuanto su cuenta final. Para ello se ponderaron los distintos vectores de precio con el perfil de consumo típico empleado, en este caso un perfil Ho. La Figura 20 presenta la curva de facturación total de forma horaria, destacando que el área bajo la curva de los distintos esquemas tarifarios se mantiene constante por las relaciones de conservación de recaudación implementadas.

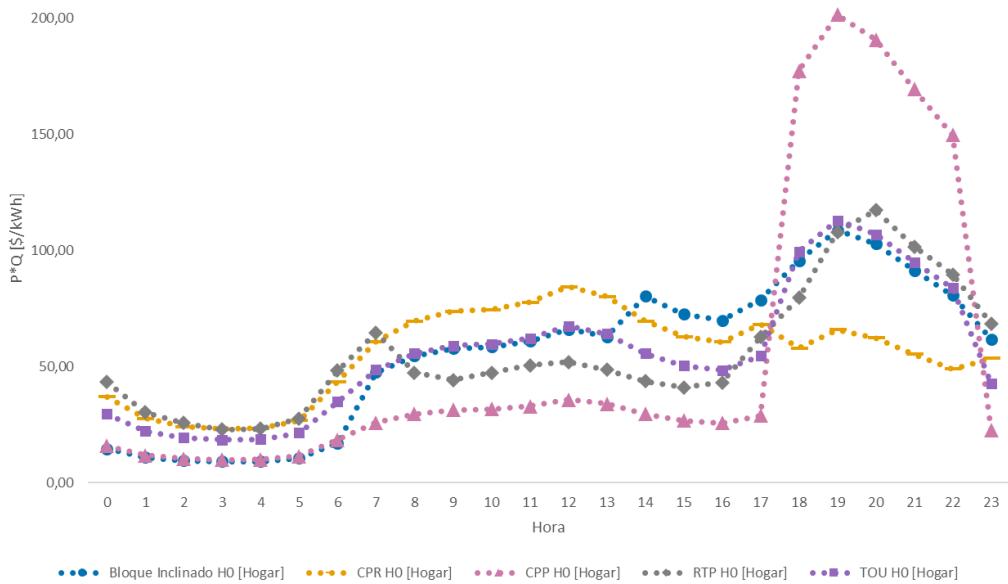


Figura 20: Comparación esquemas tarifarios.

5.4 Elasticidad Precio-Consumo

Luego de implementar los distintos esquemas tarifarios, se evalúa el comportamiento del consumo respecto del precio definido para la energía. Para ello, se añade la variable de elasticidad asociada a los parámetros antes mencionados, con el objetivo de observar el comportamiento teórico de los distintos perfiles de clientes sometidos a diferentes esquemas tarifarios frente a distintos escenarios de elasticidad. Para ello se emplea la fórmula⁵⁸ descrita en la Ecuación 8:

$$Q_h = Q_{0,h} * \left(\frac{Pe_h}{Pe_{0,h}} \right)^\varepsilon$$

$$\varepsilon < 0$$

Donde

Q_h : Corresponde al consumo de energía en la hora h .

$Q_{0,h}$: Corresponde al consumo base de energía en la hora h .

Pe_h : Corresponde al precio de energía en la hora h .

$Pe_{0,h}$: Corresponde al precio base de energía en la hora h .

ε : Corresponde a la elasticidad precio – consumo.

Ecuación 8: Función Isoelástica sobre Perfil de Consumo

Se definen tres escenarios de elasticidad precio-consumo, el primer escenario, considera un valor de elasticidad baja modelando un comportamiento inelástico de los consumidores, con un valor de ε igual a -0,05; por cada 100% de incremento porcentual en el precio, la demanda cae en torno a un 5%. El segundo escenario corresponde a una flexibilización del comportamiento inelástico, considerado como el escenario medio de elasticidad, contempla un valor de ε igual -0,1; por cada 100% de incremento porcentual en el precio la demanda cae en torno a un 10%. Finalmente, el

⁵⁸ https://en.wikipedia.org/wiki/Isoelastic_function

escenario menos conservador considera un valor de elasticidad de -0,3 donde por cada 100% de incremento en el precio se contempla una caída en la demanda de un 30%.

5.4.1 Perfil HO: Hogar

En la Figura 21, se presentan los resultados del análisis de sensibilidad implementado para el escenario de elasticidad alta.

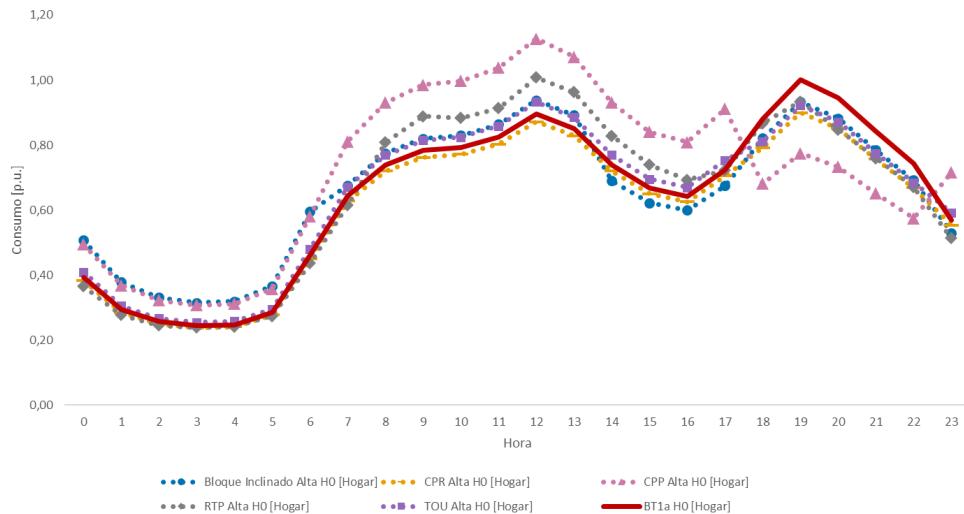


Figura 21: Perfil de consumo HO escenario de elasticidad alta

La Figura 21 muestra las variaciones de consumo horario calculado en por unidad para los distintos perfiles de clientes expuestos a un escenario de alta elasticidad. Se concluye del análisis, que en el escenario de elasticidad alta, los perfiles de consumo varían en promedio en torno a un 2,43% respecto del perfil de consumo base, donde el perfil con mayor similitud respecto del perfil de consumo base corresponde al esquema TOU con un 0,68% de variación promedio y el perfil que más se diferencia es CPP con un 12,07% de variación promedio en torno al caso base.

Es interesante mencionar que en la mayoría de los casos cuando se añade la variable de elasticidad, aun cuando se reduce el consumo en horas de punta, se incentiva el incremento en el consumo global en comparación del caso base. El esquema que menor incremento efectivo aporta al consumo total corresponde a Critical Peak Rebate con una reducción del consumo total de -4,76% en el caso de elasticidad alta. En contraste, el esquema que más incentiva el incremento en el consumo global corresponde al esquema Critical Peak Pricing con un incremento de 12,07% respecto del total en el escenario de alta elasticidad. Es importante destacar que los distintos esquemas tarifarios incentivan la reducción de consumo durante las horas críticas, desplazando el consumo hacia horas valle, con menor costo de energía. En la Figura 22 se muestra la reducción de demanda frente a la elasticidad definida, donde para el escenario de elasticidad alta la reducción del consumo en horas de punta supera el 20%.

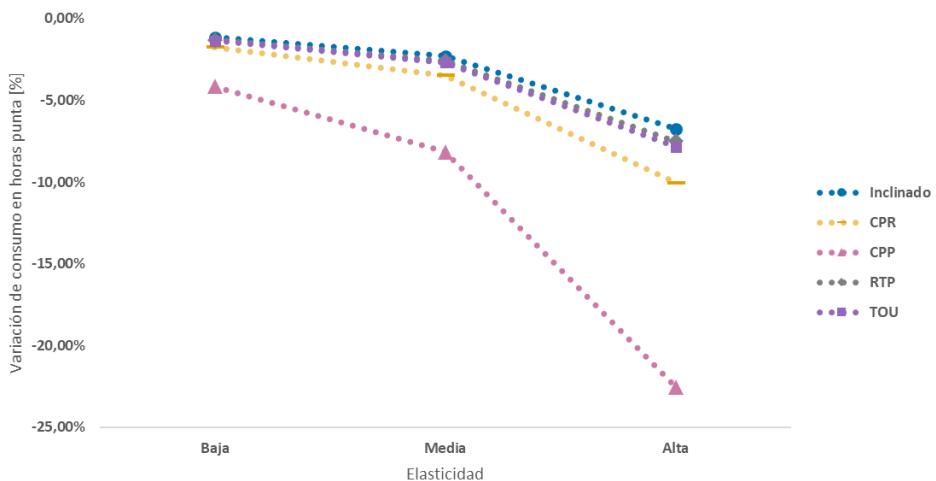


Figura 22: Variación porcentual en demanda vs elasticidad perfil H0

5.5 Beneficios Esperados

En esta sección se compara la recaudación total de los distintos esquemas tarifarios implementados en función de las variaciones en el perfil de consumo horario, los vectores de precios calculados en base al perfil de consumo base se mantienen constantes, incidiendo en la variación de recaudación únicamente el efecto de la elasticidad aplicada a los distintos perfiles de consumo.

5.5.1 Perfil Ho: Hogar

Cuando se analiza el efecto de la elasticidad sobre la curva de costo-consumo, se puede determinar la variación en la recaudación de los distintos esquemas tarifarios implementados. A continuación, se presentan las curvas de costo consumo bajo el escenario de elasticidad alta.

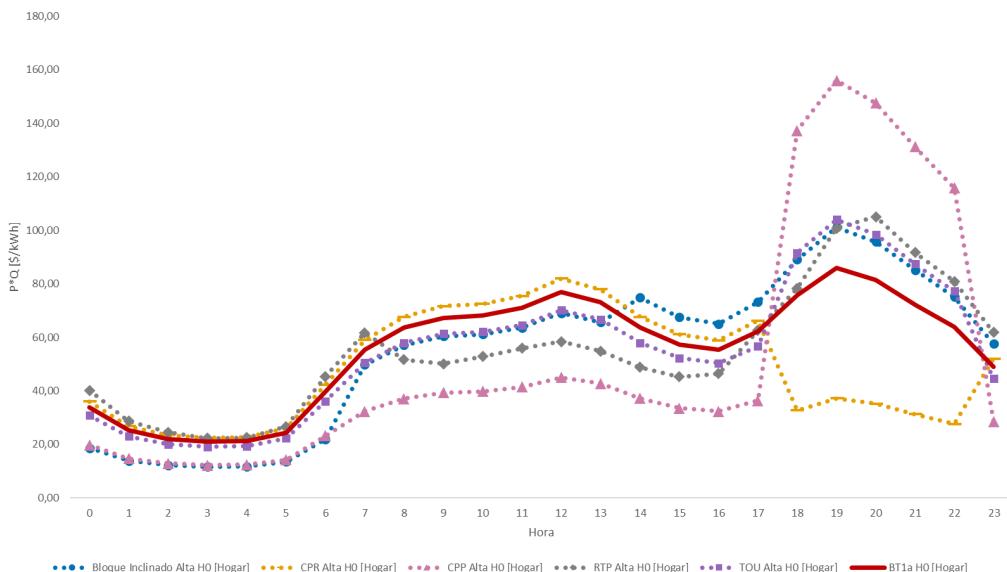


Figura 23: Curva de costo-consumo Ho elasticidad alta.

Al calcular el área bajo la curva de cada esquema tarifario para los tres escenarios de elasticidad, se observa que el **Critical Peak Rebate (CPR)** muestra el mejor desempeño. En el escenario de alta elasticidad, este esquema reduce la facturación

respecto del caso base en aproximadamente un 11%, lo que evidencia una mayor capacidad para modular el comportamiento de clientes residenciales durante las horas punta. Es importante destacar que dependiendo del nivel de elasticidad de los consumidores el esquema tarifario óptimo cambia a CPP, pues para el escenario de elasticidad baja CPR incrementa la facturación, resultando perjudicial para los usuarios que no logren reducir su demanda de forma significativa durante las horas de punta (-5,75%), en cambio el esquema Critical Peak Pricing reporta un beneficio de 1,49% frente al mismo escenario de elasticidad.

En la Figura 24 se presenta el beneficio porcentual esperado ante distintos escenarios de elasticidad para el perfil de consumo H0.

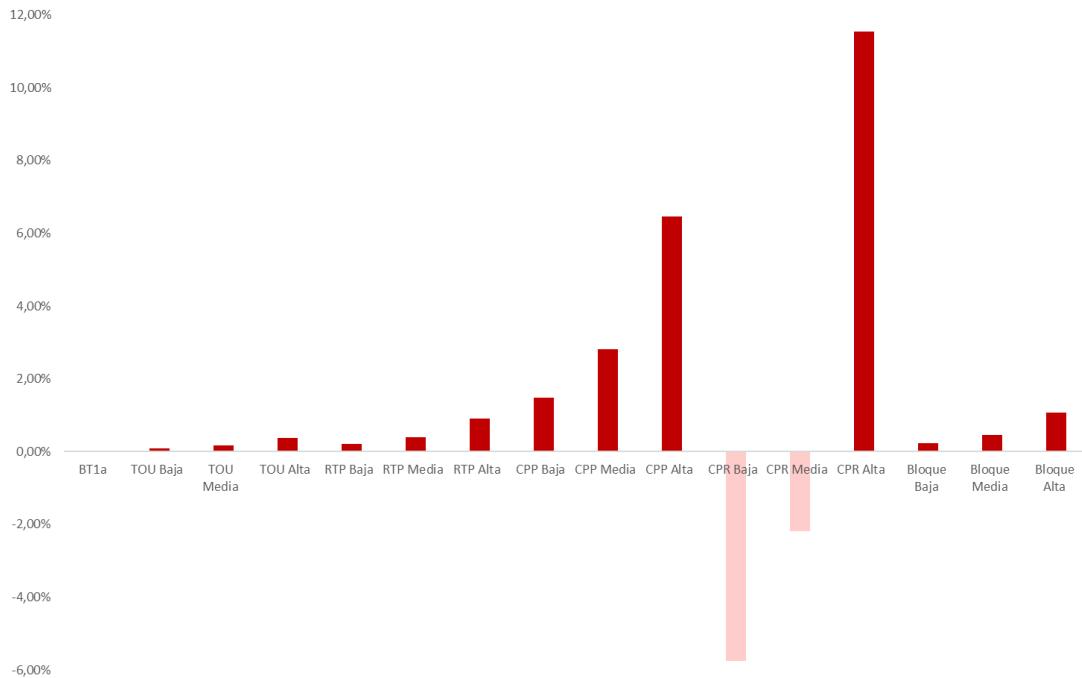


Figura 24: Beneficio porcentual esperado H0

Como parte del análisis de beneficios, es interesante entender la composición de efectos que resultan en la disminución de la cuenta final (respecto a la componente de energía) para el usuario, en el caso del esquema CPP para el caso de elasticidad alta se logra un 6,47% de ahorro en la componente asociada con la energía para el ejemplo propuesto.

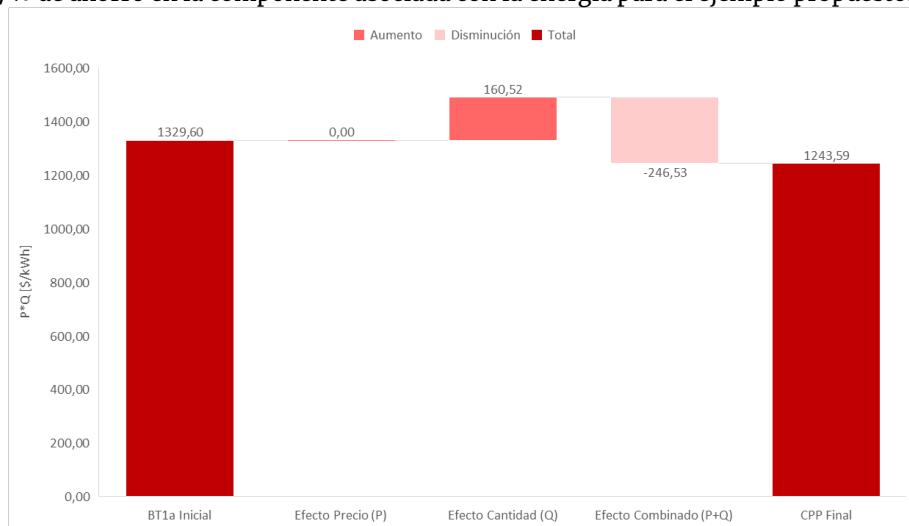


Figura 25: Efectos en la cuenta final de esquema CPP para H0 en escenario de elasticidad alta.

En la Figura 26 se presenta el impacto agregado en la cuenta final de los efectos de emplear el vector de precios utilizado para el esquema CPP y el efecto de la elasticidad en el cambio de la demanda. Se puede apreciar que el efecto del precio es nulo, porque el vector fue construido de tal forma que cuando la demanda se mantiene constante se recauda la misma cantidad que el caso base (BT1a) por ende los ahorros presentados son producto del cambio en la demanda en horas de punta.

Cuando se observa el efecto del cambio en la demanda (efecto Q) se aprecia un crecimiento neto producto del incremento en la demanda durante las horas valle, luego cuando ese cambio se pondera por el precio horario, se observa que el efecto combinado compensa el crecimiento en la demanda durante las horas valle y la disminución en horas de punta ponderada por el precio de punta redundan en una reducción de la componente de energía a comparación del esquema tarifario inicial, mayor detalle respecto a estos cálculos se puede encontrar en el Anexo de Cálculo 8.

Es interesante mencionar también, la composición de efectos que resultan en el incremento de la cuenta final para el usuario, como se puede observar en la Figura 26, en el caso del esquema CPR para el caso de una elasticidad baja, donde el usuario ve un incremento de un 5,75% en su cuenta en la componente de energía debido principalmente al efecto del precio, pues, el vector de precios final del esquema CPR posee precios mayores durante las horas valle y la compensación es pequeña en horas de punta cuando el usuario no reacciona cambiando su comportamiento de consumo, es necesario analizar en mayor profundidad las variables que inciden en el comportamiento de consumo de los clientes, con la finalidad de advertir anticipadamente a aquellos clientes que opten por esquemas con vectores de precio dinámicos.

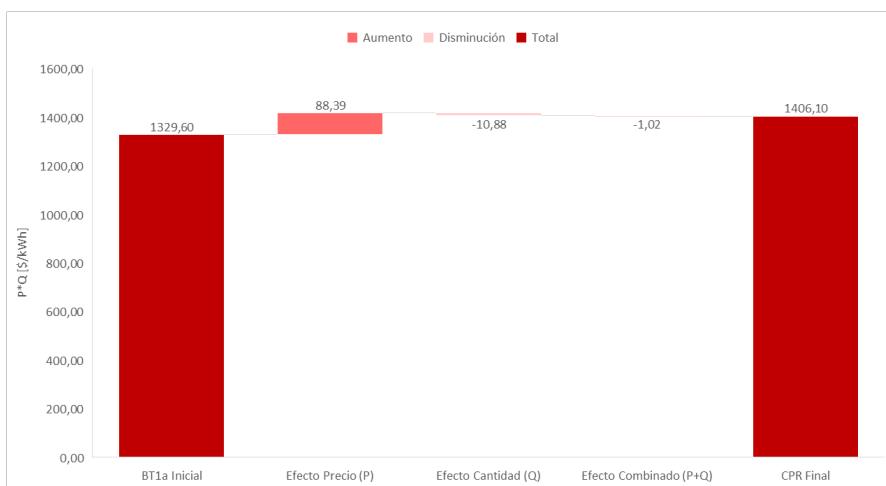


Figura 26: Efectos en la cuenta final de esquema CPR para H0 en escenario de elasticidad baja.

Como parte de la revisión de los datos requeridos para este estudio, se sugiere al Ministerio de Energía profundizar el entendimiento cuantitativo que se tiene de los patrones de consumo, y la elasticidad, en particular, se requieren modelos de simulación que incorporen parámetros de elasticidad: la propia, que mide cuánto varía la cantidad demandada ante cambios en su propio precio (*ceteris paribus*), y la cruzada, que captura sustituciones entre “bienes” alternativos.

En electricidad, una aproximación útil es tratar el consumo en horas distintas como bienes diferenciados (p. ej., la energía de las 13:00 frente a la de las 14:00). Contando con una matriz de elasticidades por perfil de consumo y con los vectores de precios correspondientes, es posible proyectar de manera consistente las variaciones en el consumo del perfil horario cuando cambian los precios y, mediante simulación, estimar efectos individuales y sistémicos. Este enfoque permitirá fortalecer la toma de decisiones sobre la adopción de nuevos esquemas tarifarios y permitirá la alineación de incentivos sistemáticos con incentivos a clientes regulados.

En la literatura el concepto de elasticidad no es utilizado solo para cuantificar el efecto que los diferentes esquemas de precios tienen sobre los patrones de consumo, sino también para otras aplicaciones como la medición de poder de

mercado⁵⁹, el efecto o las consecuencias medioambientales de la implementación de precios dinámicos⁶⁰, gestión de la congestión⁶¹, medición de bienestar y excedente del productor y consumidor⁶². Se recomienda incorporar estas perspectivas en estudios futuros referentes a la elasticidad en el consumo del sector regulado.

⁵⁹ Wolak, F. A., & Patrick, R. H. (2001). The impact of market rules and market structure on the price determination process in the England and Wales electricity market (NBER Working Paper No. 8248). National Bureau of Economic Research.

<https://doi.org/10.3386/w8248>

⁶⁰ Holland, S. P., & Mansur, E. T. (2007). Is real-time pricing green? The environmental impacts of electricity demand variance (NBER Working Paper No. 13508). National Bureau of Economic Research. <https://doi.org/10.3386/w13508>

⁶¹ Bompard, E., Carpaneto, E., Chicco, G., & Gross, G. (2000). The role of load demand elasticity in congestion management and pricing. In Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Summer Meeting (Vol. 4, pp. 2229–2234). IEEE.

<https://ieeexplore.ieee.org/document/867338>

⁶² Kopsakangas-Savolainen, M. (2004). The welfare effects of different pricing schemes for electricity distribution in Finland. Energy Policy, 32(12), 1429–1435. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(03\)00110-1](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(03)00110-1)

6 Análisis de resultados del ejercicio conceptual

En esta sección se presentan algunos de los resultados más relevantes en cuanto a los ejercicios realizados en relación con las diferentes estructuras tarifarias:

- **Impacto en potencia punta:** Para los distintos perfiles de consumo seleccionados, los esquemas tarifarios más eficientes en cuanto a la reducción de demanda en horas de punta corresponden a CPP y CPR, logrando reducciones de consumo en el rango de 10% a 30% durante el escenario de elasticidad alta para los perfiles de consumo analizados. En particular, para el caso del perfil de consumo Ho el esquema más efectivo para reducir la demanda de punta es CPP con una reducción de 22,54% de consumo para el escenario de alta elasticidad. Nótese que los valores anteriores resultan altos, pues se refieren a un caso extremo de los analizados, donde se evalúan las tarifas críticas (CPP y CPR) y clientes con elasticidades altas. A nivel sistémico, se espera que los resultados sean mucho más conservadores, pues, en general las elasticidades precio del consumidor resultan ser muy bajas, incluso se consideran inelásticas.
- **Riesgos:** El principal factor de riesgo en la adopción de esquemas tarifarios dinámicos es la baja capacidad de adaptación que tienen los clientes, (perfil inelástico). En el ejercicio numérico simplificado, todos los grupos se ven afectados de manera negativa por el esquema CPR de forma independiente al perfil de consumo que poseen, cuando no reducen su demanda de forma significativa durante el periodo de control de punta. Este sentido, una comprensión más detallada del comportamiento de los clientes frente a señales de precio, permite proteger a clientes de eventuales alzas en sus cuentas finales, entendiendo que varios clientes no cuentan con capacidad para adaptar su perfil de consumo.

La variable relevante corresponde al nivel de elasticidad que presentaba el usuario, pues en los escenarios de elasticidad alta el esquema critical peak rebate presenta beneficios considerables respecto a los demás esquemas tarifarios evaluados. En promedio los usuarios que presentan un perfil de consumo con peaks durante el horario de punta (18:00 a 22:00 hrs.) como lo son Ho, G2, G6 y Lo obtienen un ahorro cercano al 10% en el escenario de elasticidad alta, en tanto, los perfiles con un menor consumo durante el horario de punta reportan beneficios cercanos al 4% en la componente de energía analizada.

De todas formas, se debe indicar que los resultados anteriores son sensibles a los parámetros seleccionados, por ejemplo, la tarifa CPP de ejemplo considera un precio de punta 5 veces mayor al precio valle, lo que genera un incentivo más significativo para la reducción de consumo a comparación de otros esquemas tarifarios con parámetros de menor magnitud.

- **Desplazamiento de la demanda de punta:** Producto de la implementación de precios diferenciados, se produce un efecto de desplazamiento de la demanda máxima fuera del bloque definido como punta. En general los usuarios trasladan su consumo a horas valle en respuesta al incremento de precios. Este efecto es notorio en el caso de la Figura 27 donde la demanda se reduce (curva CPP bajo la curva BT1a) en las horas de punta e incrementa en las horas valle (curva CPP sobre la curva BT1a). La variación de la demanda de punta se atribuye a la señal de precios localizada, lo que permite incentivar un perfil de demanda más “eficiente” en comparación con el caso base, el desplazamiento de demanda a horas valle permite generar ahorros sistemáticos en cuanto a infraestructura de la red. Se debe señalar, sin embargo, que en el ejercicio realizado no se han considerado las elasticidades cruzadas, sino únicamente elasticidades propias, lo que podría representar una limitación importante en la modelación realizada.

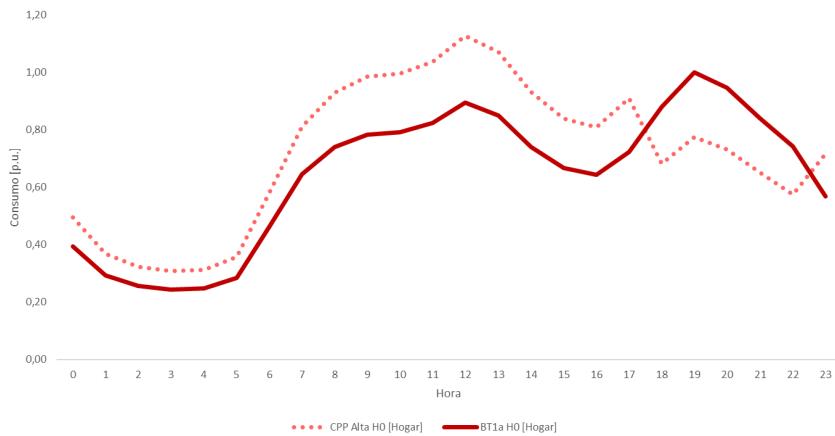


Figura 27: Variación en el consumo horas de punta CPP vs BT1a HO

- **Nuevos esquemas tarifarios óptimos:** El flujo óptimo de adopción de nuevos esquemas tarifarios se concentra principalmente en los esquemas CPP y CPR, esto se explica principalmente por el nivel de incentivos que proveen ambos esquemas; para los perfiles cuyo peak sucede durante las horas de punta (eventos críticos) CPR es el esquema que ofrece un nivel de incentivos más alto para la reducción del consumo, esto se ve reflejado en la reducción de demanda de punta (Anexo 6: Elasticidad Precio Consumo).

Se concluye del análisis numérico que determinar el nivel de elasticidad que presentan los clientes es clave para determinar los esquemas tarifarios óptimos a ser implementados, pues, en el caso de elasticidad alta todos los perfiles se benefician de los incentivos provistos por el esquema CPR, pero en los escenarios de elasticidad baja y media (perfils inelásticos) el esquema de mayor beneficio correspondería a CPP (Anexo 7: Beneficios esperados en clientes finales). Respecto a los beneficios reportados por los esquemas tarifarios propuestos, es necesario realizar una mayor cantidad de análisis, pues los resultados reflejan en gran medida los incentivos propuestos para cada esquema, en el caso de CPR por ejemplo la magnitud del incentivo impacta en la reducción de la facturación y por ende en los beneficios que percibe el usuario. Otro aspecto interesante respecto al perfil de consumo corresponde a que la ubicación y la extensión del bloque de punta impacta en la magnitud de los beneficios percibidos por los usuarios, como se mencionó en el apartado de riesgos, dependiendo del perfil de consumo y del horario donde se producen los peaks de consumo el beneficio del mismo esquema tarifario puede cambiar significativamente, es necesario realizar análisis más profundos respecto a la extensión del periodo de punta para modelar su impacto en los esquemas tarifarios que se busquen implementar.

- **Relación de incentivos y reducción del consumo:** En el ejercicio conceptual propuesto, el consumo se modela de manera no lineal, pues, depende de forma inversa de una función exponencial de la elasticidad aplicada a la relación entre el precio por hora y el precio base (BT1a), tal como se expone en la Ecuación 8. Por ello, cuando la elasticidad se mantiene constante, el comportamiento del consumo es de carácter exponencial. La Figura 28 ilustra la respuesta de la demanda frente al precio para los tres escenarios de elasticidad definidos. En ella se observa que, cuando el precio horario equivale al precio base, la demanda no varía; si el precio horario supera al precio base, la demanda se sitúa por debajo de la unidad, reflejando una disminución; y, en sentido contrario, si el precio horario es inferior al precio base, la demanda aumenta. A modo de ejemplo, en el perfil Ho el precio de punta del esquema TOU corresponde a 1,3 veces el precio base y la reducción de consumo es cercana al 7,57%; mientras que, en el esquema CPP para el mismo perfil, el precio de punta alcanza 2,1 el precio base y la reducción asciende aproximadamente al 20,36%. Estos resultados muestran la relación no lineal entre precio y demanda considerada en el ejercicio.

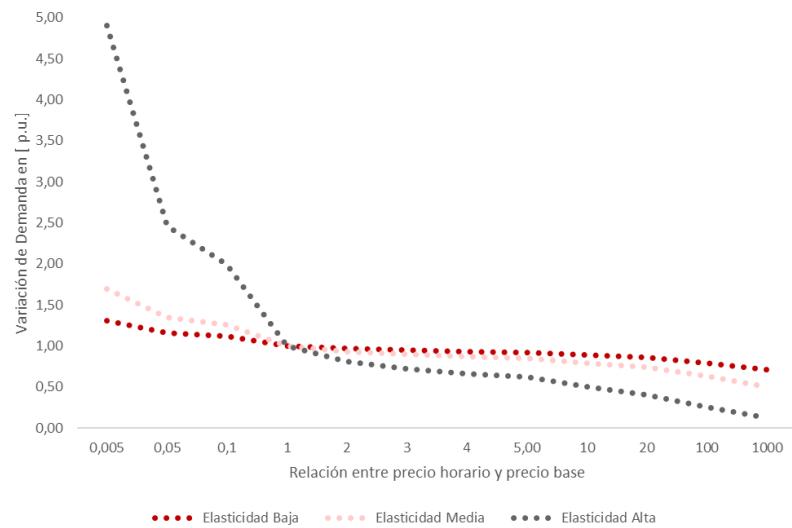


Figura 28: Comportamiento de la demanda frente al precio.

7 Conclusiones

A partir de los análisis desarrollados en el presente estudio, se disponen a continuación las principales conclusiones, organizadas en cuanto a su naturaleza, a fin de entregar un plan accionable a partir de ellas:

7.1 Visión estratégica

El presente compilado de conclusiones destaca aquellas que deben atenderse a alto nivel y se recomienda que inspiren el desarrollo de la política pública a nivel nacional en esta materia:

1. **Implementación de una política pública mediante fases y pilotos, con metas de mediano plazo:** La diferencia de desafíos en cada realidad local no puede ser desconocida, y por ello, ninguna de las políticas de otros países es completamente exportable al contexto chileno. No obstante, esquemas de pilotaje y de agendas de despliegue progresivo entregan espacios formales de adaptación al regulador para perfeccionar el escalamiento de la política pública sin entregar señales de inestabilidad a los consumidores ni al sector privado. Esta lógica se respalda tanto con el caso australiano, en donde el aprendizaje del despliegue en Victoria nutrió el perfeccionamiento del despliegue en otros Estados, y al mismo tiempo, el caso de California que entregó señales a nivel nacional para el escalamiento de la política en otros Estados.

En el caso de Chile, el pilotaje para la adopción de medición inteligente realizado por las distribuidoras es altamente relevante para identificar tanto las oportunidades como las barreras que experimentan la empresa distribuidora y los usuarios. Se recomienda prestar especial atención a estos resultados y extender el ejercicio de pilotaje en variadas regiones del país a fin de contar con información actualizada respecto al comportamiento energético de las personas.

2. **Reducción de costos percibidos por el cliente:** El financiamiento de los sistemas de medición suele ser uno de los mayores puntos de rechazo o resistencia a la adopción de la medición inteligente. Por este motivo la reducción de costos de entrada a los procesos de adopción tecnológica es parte fundamental del éxito en el despliegue de esta política pública, y, por ende, Chile tiene una oportunidad de progresar rápidamente en esta materia si mantiene una lógica de financiamiento del medidor mediante las estructuras tarifarias. En este sentido, podría aumentar su expectativa de adopción en caso de que incorpore estímulos fiscales o financieros, ya sean subsidios, préstamos o esquemas de pago que diluyan significantemente los costos. En general, el contar con un mecanismo de financiamiento claro entrega señales positivas para todos los actores involucrados.
3. **Simplificación de las estructuras tarifarias alineadas a principios de política pública:** Todos los reguladores y autoridades entrevistadas, tanto a nivel nacional como internacional, destacaron la necesidad de transformar los esquemas actuales de tarifas por diseños mucho más sencillos y fáciles de implementar, tanto por los organismos públicos, comercializadores, empresas de distribución y últimamente fáciles de entender y comparar por los clientes. Los desafíos de equidad, socialización de costos, reconocimiento de generación local y diversos métodos de subsidio deberán ser reestructurados e idealmente definidos en un único apartado en el total de cargos a aplicar, el cual, puede ser redefinido en base a los objetivos fundamentales de dichos mecanismos financieros, y agregado al final del proceso de cálculo para no sobre complejizar el cálculo tarifario.
4. **Emprendimiento Estatal es fundamental para revertir la desconfianza social:** La academia destaca que, en contextos de adopción tecnológica, es fundamental priorizar un rol central del Estado, tanto en el liderazgo de los cambios sugeridos como en la coordinación de agentes privados y públicos, a fin de establecer una percepción de responsabilidad y articulación consciente de los riesgos, costos y beneficios que implica este tipo de modificaciones. En el mismo sentido, no se debe dejar sólo al sector privado en las campañas nacionales, pues el público, en general, tiende a percibir los cambios promovidos por empresas como una desviación del bienestar social, lo anterior particularmente por empresas monopólicas.
5. **La digitalización necesita ser inteligente e incluir equipos de monitoreo y control:** La experiencia internacional destaca que el aumento en servicios de red como la respuesta en demanda, los recortes de punta y la suavización de la curva de demanda se logran no solo con un aumento en la digitalización de la red, sino también con un despliegue enfocado en la entrega de servicios de monitoreo y control que faciliten una operación de los activos energéticos dentro de la dinámica residencial por medio de equipos electrónicos, para ofrecer servicios confiables desde la demanda. A modo de ejemplo, es posible indicar a los esquemas tarifarios que ofrecen control directo sobre

el suministro a clientes regulados, donde un agente como el agregador de demanda es capaz de limitar, en la medida que sea necesario, el consumo de clientes que quieran prestar servicios de red.

6. **Asegurar retorno de inversión para distribuidoras mediante inyección de fondos, estímulos financieros o certeza regulatoria:** Se recomienda evaluar cuidadosamente alianzas público-privadas que permitan amortiguar la transferencia de riesgo financiero a clientes finales. En este sentido, el rol del Estado es mitigar el riesgo de la inversión mediante estrategias centradas en los clientes. De ahí que, podría ser un financiamiento directo para el recambio o una regulación nacional, en que ninguna empresa distribuidora traspase costos del medidor al cliente, para que así, obtengan dichos retornos a través de modificaciones regulatorias específicas, que permitan socializar dichos costos. Lo anterior considerando que el despliegue masivo presenta beneficios sistémicos y no sólo individuales.
7. **La obligatoriedad del despliegue puede acelerar el alcance de beneficios sistémicos, pero requiere de una estrategia robusta para promover aceptación pública y política:** La experiencia internacional destaca que despliegues obligatorios han sido los que han logrado mayores niveles de adopción, sin embargo el alto costo político que estos han tenido que pagar deja muchas reflexiones respecto a la mejor manera de conducir las campañas comunicacionales, educativas y las estructuras de gobernanza, que respaldan los planes de instalación. Por este motivo, en el caso que Chile opte por un despliegue obligatorio, es necesario que desarrolle una campaña comunicacional robusta, participativa y continua incluso posterior a la instalación de los equipos, para así, asegurar un flujo eficiente de la información de los clientes a las empresas y, finalmente, a la autoridad regulatoria. Sin embargo, considerando la historia reciente es posible anticipar que sería una situación extremadamente compleja de abordar.
8. **Una reforma del mercado de la distribución centrada en la liberalización no implica necesariamente un perfeccionamiento de los beneficios percibidos por clientes finales:** Altos niveles de liberalización traen consigo la amplificación y diversificación de servicios, los cuales se encuentran generalmente concentrados en sectores de la economía con mayor acceso a servicios electrónicos, sin embargo sectores más vulnerables no suelen encontrar alternativas tan convenientes como los entornos regulados al enfrentarse a mercados competitivos, pues, los agentes encargados de la comercialización no tienen incentivos sociales. Ahora bien, la experiencia internacional destaca que opciones tales como tarifas ágiles o tarifas prepago, podrían ser herramientas comerciales que ofrezcan incentivos a clientes altamente electrificados y a clientes vulnerables.
9. **Política pública de adaptación continua sin paralizar objetivos generales:** Alineado fuertemente con la conclusión anterior, los casos de Alemania y Reino Unido han destacado que es factible volver a priorizar una política pública con desempeño deficiente. Asimismo, la priorización de objetivos atractivos para la ciudadanía es capaz de incrementar los niveles de aceptación y revertir la baja adopción de medidores cuando se utilizan. Se destaca, que es mejor contar con una política pública imperfecta que responda a las principales preguntas de los actores del sector, como lo son el financiamiento y la obligatoriedad, y, además, cuente con mecanismos formales de retroalimentación. También, sería positivo que su implementación sea en un periodo de corto plazo, sin perjuicio de que posteriormente sea modificada, evitando así, tener políticas altamente detalladas e inflexibles que toman mucho tiempo para ser desarrolladas e implementadas.
10. **Desplegar instrumentos informativos para destacar beneficios e incentivos:** Uno de los principales aprendizajes destacados por los expertos en la fase de entrevistas fue el rol que tienen la educación ciudadana y las campañas comunicacionales en el despliegue efectivo de cualquier iniciativa que implique un cambio en dinámicas que involucren a los consumidores de electricidad. De ahí que, es fundamental que autoridades respaldadas por la ciudadanía participen de forma activa en las campañas comunicacionales para combatir la desinformación, difusión de información falsa o maliciosa y, de tal modo, destacar el análisis de costo beneficio que inspira esta iniciativa, promoviendo expectativas realistas. Finalmente, es necesario incluir metodologías intuitivas para que los clientes puedan asimilar la información de forma correcta.
11. **Diseño de indicadores para la evaluación de desempeño y adaptación del plan:** El entregar instrumentos de contabilidad pública en cuanto al desempeño de la política pública aumenta la confianza ciudadana y la disposición a adoptar un cambio como el propuesto. En este sentido se recomienda establecer una plataforma que sea de fácil acceso para la ciudadanía y que contemple indicadores del cumplimiento de beneficios colectivos logrados producto de la adopción de la política pública, lo cual puede contemplar, por ejemplo; Aumento en generación renovable, reducción de emisiones, aumento en la seguridad de la red, entre otros.
12. **Se requieren desarrollar estudios económicos de la elasticidad precio de la electricidad en Chile que permita anticiparse a los cambios de comportamiento esperados por el cliente:** En particular se sugiere conducir una investigación que permita contar con información del caso chileno, en que se estimen elasticidades propias y cruzadas de distintos grupos de clientes. A diferencia de otros países, en Chile no se han hecho estudios de elasticidad precio de la electricidad y por tanto no existe un conocimiento de cuán inelásticos son los diferentes tipos de clientes. El éxito de la implementación de un esquema tarifario flexible depende de la respuesta de los

consumidores, pues finalmente se busca entregar, a través del precio, una señal de ajuste a la demanda. Si la demanda no se ajusta ante dicha señal, los beneficios desaparecen. Además, conocer las elasticidades de los clientes permite realizar estudios económicos para evaluar efectos en el bienestar social, poder de mercado, entre otros. Se requiere mayor información de los clientes para poder diseñar esquemas tarifarios efectivos.

13. **Destacar y promover incentivos para distribuidoras promueve acción temprana:** El manejo eficiente de recursos energéticos, el incremento en la visibilidad de la red y la capacidad de aumentar eficiencia y reducir errores administrativos, son algunos de los beneficios inmediatos que puede percibir una empresa distribuidora al promover el recambio a medidores inteligentes. En particular, el promover ejercicios de pilotaje, le permite contar con una visión realista de los perfiles de consumo, obteniendo resultados similares a los esperados en la conclusión anterior, pudiendo idear estructuras tarifarias que entreguen un mejor modelo de negocios para la empresa distribuidora, o bien que esta última explore nuevos y mejores servicios para el cliente.
14. **Desarrollar estrategias educacionales sobre cómo usar la información de los medidores inteligentes por parte del usuario final:** Puede implicar tanto guías de los derechos y beneficios del usuario, como también, el despliegue de instrumentos que permitan visualizar los datos más relevantes del consumo eléctrico al interior del hogar. De forma complementaria se pueden desarrollar esquemas de limitación de consumo, como es el caso de las tarifas prepago. Lo anterior, con el propósito de asegurar un pago constante del consumo eléctrico por parte del cliente, el cual es capaz de dimensionar su nivel de consumo a partir del mayor acceso a información.
15. **Tarifas que entregan señales de precio, ya sean penalizaciones o remuneraciones, relativas a la reducción de consumo en horas punta, suelen ser las tarifas que reportan mayores beneficios económicos a la mayoría de los clientes:** Sin embargo, el grado de adaptación del comportamiento de consumo es fuertemente dependiente del precio, al considerar la electricidad como un bien isoelástico.
16. **La creación de instituciones públicas independientes para atender labores de alta carga mediática permite reducir el riesgo político de la promoción del despliegue de medición inteligente:** La experiencia internacional destaca, en particular el caso de Reino Unido, el valor que aportan al despliegue de medición inteligente, las instituciones independientes encargadas, por ejemplo, de operar los sistemas de medición inteligente, o desplegar las campañas educacionales y comunicativas, habilitando nuevos canales y espacios para retroalimentaciones de alta complejidad.
17. **La política pública no debiese centrarse en la instalación de medidores inteligentes exclusivamente por sus beneficios económicos inmediatos, sino por sus beneficios multidimensionales de mediano y largo plazo.** La experiencia internacional destaca que los reguladores han promovido la instalación de medidores inteligentes como parte de planes de digitalización, seguridad, y perfeccionamiento del uso de recursos distribuidos, entre muchos otros. En la gran mayoría de los casos, esta acción no ha reportado ahorros directos para los clientes, pero sí les ha entregado mayores oportunidades para acceder a diferentes servicios del sistema eléctrico. En consecuencia, cuantificar beneficios multidimensionales es fundamental para valorar el impacto de la medición inteligente en la sociedad. La medición inteligente en sí misma no es un fin, sino una herramienta.

7.2 Cambios regulatorios

En virtud de la urgencia y el impacto que tienen las siguientes modificaciones es que se recomienda promover los cambios regulatorios como parte de una agenda estratégica, con acciones de corto, mediano y largo plazo.

En el corto plazo se atienden aquellos pilares que habilitan canales indispensables para transferir eficiencias a clientes finales, lo cual contempla:

18. **Aumento de la granularidad horaria del PNP:** en principio es necesario apuntar a esta modificación como un cambio de ley que atienda los artículos 157de la LGSE, de modo que puedan existir más de un PNP por distribuidora y con ello que exista un aumento en la granularidad horaria del PNP. La capacidad de visibilizar las fluctuaciones intradiarias y estacionales en los precios de la energía es una oportunidad crucial para transferir señales eficientes de costo a los clientes finales. Por consiguiente, la envergadura de la transferencia involucra un perfeccionamiento en los cargos de energía que representan cerca del 60% del total pagado por un cliente regulado promedio.

El equipo consultor recomienda hacer uso de los precios de energía provenientes del PNP y no de costos marginales para el traspaso de precios de energía a clientes finales, a fin de proteger a estos últimos de los niveles de volatilidad a los que se encuentra sometido el mercado spot.

19. **Establecimiento de nuevas estructuras tarifaria:** al igual que en la recomendación anterior, se requiere un cambio de ley, en el artículo 185 de la LGSE, a fin de que la CNE, pueda estructurar nuevas fórmulas tarifarias sin restricciones, mediante una flexibilización del articulado vigente y la incorporación de un mecanismo de reliquidación que permita contemplar abonos y recargos para la recaudación de pagos de nuevas tarifas.
20. **Alinear incentivos de la distribuidora hacia un consumo eficiente:** se recomienda modificar el artículo 182 de la LGSE para que tanto los clientes como las empresas distribuidoras tengan los incentivos para adoptar un consumo eficiente, lo cual se logra eliminando la exigencia de determinar los costos por unidad de potencia suministrada, y considerar en cambio exclusivamente los costos por potencia conectada.
21. **Asegurar que los medidores sean provistos exclusivamente por la empresa distribuidora:** Es crucial, por consistencia, que todos los cuerpos regulatorios coincidan en sus definiciones, obligaciones y correlaciones, por lo que se recomienda que en el decreto tarifario de servicios asociados se esclarezca que el medidor puede ser provisto únicamente por la empresa distribuidora.

Como parte de acciones de mediano y largo plazo se consideran aquellas modificaciones con menor urgencia pero que facilitan al desarrollo de un entorno favorable para la transferencia de eficiencias a clientes finales:

22. **Facilitar recambio de sistemas de medición obsoletos:** A nivel legal podría facultarse a la SEC para instruir el cambio de medidores obsoletos que han cumplido su vida útil y a nivel reglamentario podría flexibilizarse el cambio de opción tarifaria por parte de los clientes regulados, facultar a las distribuidoras para cambiar los medidores cuando los consumos no registrados obedecen a problemas del medidor o alteración o modificación irregular o solicitar la suspensión del suministro. También se sugiere crear la figura del agregador de servicios de la demanda.
23. **Crear la figura del Agregador de demanda:** La profundización del artículo 73º del Reglamento de SSCC permite que un agregador de demanda asuma las múltiples responsabilidades de la entrega de un servicio de red, en donde se encarga tanto de presentar la oferta y cumplir con todas las exigencias técnicas que sean necesarias.
24. **Agilizar el cambio de opción tarifaria:** Se recomienda entregar más holguras al DS 327 para permitir que los clientes puedan realizar cambios entre tarifas de forma expedita.
25. **Actualizar la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución:** Se recomienda incorporar exigencias como la publicación periódica de datos anónimos agregados de consumo por zona y el avance de estándares de ciberseguridad, interoperabilidad y calidad de datos para equipos y plataformas de SMMC.

En resumen, el equipo consultor destaca la necesidad de contar con mayor y mejor información sobre los perfiles de demanda, incluyendo su elasticidad y el tipo de incentivos que tienen un mayor impacto positivo en ellos, para lo cual se insiste en recaudar la información que se desprenda de los programas de pilotaje en curso e incentivar un mayor desarrollo de estos en diferentes zonas geográficas. Para posteriormente usar esta información de entrada para el diseño de los perfiles de precio de las nuevas opciones tarifarias.

Como plan de acción, se recomienda atender los cambios regulatorios de corto plazo de forma temprana, diseñar un plan por etapas y flexible, liderado por el gobierno que incluya una campaña educativa que permita entender los beneficios multidimensionales que representan para los clientes y el sistema el contar con mayor cantidad de sistemas de medición inteligente, se recomienda considerar esquemas obligatorios que se nutran constantemente de información desprendida de pilotajes , a fin de asegurar un beneficio económico de corto plazo para las familias.

Anexo 1: Normas de la LGSE referidas a precios en generación – transporte

A continuación, se detallan las disposiciones normativas relacionadas a los precios a generación-transporte que deberían ser tomadas en consideración para el cumplimiento de los objetivos del presente estudio.

Tabla 11: NORMAS LGSE REFERIDAS A PRECIOS DE GENERACIÓN - TRANSPORTE.

Componente de generación
Los precios de energía y potencia obtenidos en las licitaciones reguladas en el artículo 131º y siguientes de la Ley se deben incluir en el decreto de precios de nodo de corto plazo que se dicte con posterioridad al término de la licitación respectiva. (artículo 156º LGSE)
Los distribuidores deben traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios los precios generación que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos. El promedio se debe obtener ponderando los precios por el volumen de suministro correspondiente. (artículo 157º LGSE)
La Comisión ha incluido bloques de energías renovables en las licitaciones de suministro, pero se ha continuado traspasando el precio promedio ponderado por volumen de suministro lo que ha impedido que esos bloques adjudicados se traspasen a los precios a clientes para los consumos de energía en los mismos bloques horarios. Esto, además de las complejidades técnicas y de diseño para su implementación podría sustentarse en que la Ley en definitiva se refiere a un solo precio promedio por concesionaria. Sin perjuicio de lo anterior, como se indicó podría recurrirse a la SEC para que en el marco de sus facultades interpretativas aclare que en definitiva el mandato legal busca traspasar a los clientes finales los precios promedios, pudiendo existir más de un precio promedio. Sin perjuicio a ello, es necesario resolver una serie de cuestiones con anterioridad a ello, siendo uno de los principales aspectos el de la “voluntariedad”. Este tipo de tarifa flexible requiere necesariamente de SMMC.
La Ley dispone que, en todo caso, el total de la energía que deben facturar el o los suministradores a una distribuidora debe ser igual a la energía efectivamente demandada por ésta en el período de facturación.
El Decreto N°10663 complementa la disposición legal en su artículo 76º, disponiendo que, en cada Punto de Compra, se debe facturar la demanda efectivamente consumida en dicho punto asociada a cada Contrato de forma no discriminatoria y a prorrata de la energía total anual adjudicada de cada Contrato para el correspondiente año. De esta forma, con independencia de que se hayan licitado bloques horarios, el “despacho” de los contratos a la demanda real no distingue ni el precio de los contratos ni el bloque horario licitado, por lo que la señal a clientes finales se diluye y no hay un incentivo a consumir en las horas “solares”.
El artículo 148º de la Ley permite que los generadores que suministren energía eléctrica a consumidores sujetos a regulación de precios ofrezcan o convengan con éstos, reducciones o aumentos temporales de sus consumos, imputables a los suministros comprometidos por el respectivo generador.
Aunque esta opción ha sido usada poco o nada, los SMMC podrían facilitar que los generadores ofrezcan cambios a los patrones de consumo en algunos bloques horarios, buscando ajustar los retiros a sus horas de generación.
En cualquier caso, se estima que se deberían efectuar ajustes a la redacción legal, tales como, acotar el alcance de las condiciones no discriminatorias (ya que los cambios podrían ser verificados sólo en clientes con SMMC); aclarar que el

⁶³Decreto N°106 de 2015 del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento sobre licitaciones de suministro de energía para satisfacer el consumo de los clientes regulados de las empresas concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica y deroga el decreto supremo N° 4, de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

período precisado puede ser un rango horario; y la forma en que se debería asignar la demanda real de la distribuidora entre sus contratos (artículo 76 del Decreto N°106).

Componente de transmisión

La Ley dispone en su artículo 114º que dentro de cada uno de los sistemas de transmisión nacional y zonal, se debe establecer un cargo único por uso, de modo que la recaudación asociada a éste constituya el complemento a los ingresos tarifarios reales para recaudar el valor anual de la transmisión de cada tramo definido en el decreto señalado en el artículo 112º de la Ley y de los pagos realizados por los medios de generación y sistemas de almacenamiento por el uso del sistema de transmisión zonal, según corresponda.

El artículo 115º de la Ley establece que los cargos únicos se deben determinar considerando la suma de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales del sistema interconectado para el semestre.

Se desprende que, a diferencia de la componente de costos estándares de distribución, la Ley no contempla incentivos a no consumir en las horas de mayor exigencia de los sistemas de transmisión, ya que son cargos unitarios por energía.

Eventualmente, cargos diferenciados por bloques horarios podrían usarse en algunos tramos radiales para mitigar efectos de congestiones mientras se terminan las obras de expansión.

Sin embargo, como la regulación garantiza a los transmisores un valor anual de transmisión, debe considerarse que los no pagos en ciertas horas o de ciertos clientes deben ser asumidos en semestres siguientes para lograr recaudación.

En cualquier caso, una modificación de este tipo requiere de cambio legal.

Anexo 2: Normas de la LGSE referidas a clientes regulados y sistemas de medición

Tabla 12: NORMAS LGSE REFERIDAS A CLIENTES REGULADOS Y SISTEMAS DE MEDICIÓN.

Artículo LGSE	Descripción relacionada a clientes regulados y sistemas de medición
130º	La calidad de servicio de las empresas distribuidoras de servicio público que operen en sistemas cuyo tamaño es superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación, en cuanto a tensión, frecuencia, disponibilidad y otros, corresponde a estándares normales con límites máximos de variación que serán los que determinen los reglamentos.
131º	Las concesionarias de servicio público de distribución deben disponer permanentemente del suministro de energía que les permita satisfacer el total del consumo de sus clientes sometidos a regulación de precios. Para dichos efectos, aquéllas deben contar con contratos de suministro, los cuales deben ser el resultado de procesos de licitación pública.
133º	En todo caso, el total de la energía que deben facturar el o los suministradores a una distribuidora será igual a la energía efectivamente demandada por ésta en el período de facturación. Para ello, las empresas distribuidoras deben contar con el equipamiento de medida necesario que permita el registro continuo de la energía a facturar, en cada punto de ingreso a su sistema de distribución, y su comunicación instantánea al Coordinador.
139º	Es deber de todo concesionario de servicio público de cualquier naturaleza mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de evitar peligro para las personas o cosas, de acuerdo con las disposiciones reglamentarias correspondientes. En iguales condiciones de seguridad se deben encontrar las instalaciones de energía eléctrica de uso privado. Las infracciones a lo dispuesto en los incisos anteriores serán sancionadas con las multas que establezca previamente el reglamento.
139º bis	El empalme y el medidor son parte de la red de distribución y, por tanto, de propiedad y responsabilidad de la concesionaria del servicio público de distribución o de aquel que preste el servicio de distribución. Los decretos tarifarios a que se refieren los artículos 120º, 184º y 190º, o el que los reemplace, deben determinar la forma de incluir en sus fórmulas tarifarias la remuneración de estas instalaciones, así como las condiciones de aplicación de las tarifas asociadas a ellas.
147º	Están sujetos a fijación de precios los suministros de energía eléctrica y los servicios que a continuación se indican: <ol style="list-style-type: none">1. Los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kilowatts, 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;

4. Los servicios no consistentes en suministros de energía, prestados por las empresas sean o no concesionarias de servicio público que, mediante resolución del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, dictada a solicitud de la Superintendencia o de cualquier interesado, sean expresamente calificados como sujetos a fijación de precios, en consideración a que las condiciones existentes en el mercado no son suficientes para garantizar un régimen de libertad tarifaria.

No obstante, pueden ser contratados a precios libres los suministros de usuarios finales cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500 kilowatts. En este caso, el usuario final tiene derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen. El cambio de opción debe ser comunicado a la concesionaria de distribución con una antelación de, al menos, 12 meses.

El Ministerio de Energía puede rebajar el límite de 500 kilowatts indicado en esta letra, previo informe del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.⁶⁴

151º

Los precios máximos de que trata el Título V de la Ley deben ser calculados por la Comisión de acuerdo con los procedimientos que se establecen más adelante, y fijados mediante decreto del Ministerio de Energía.

Si dentro de un período igual o menor a 6 meses, las tarifas eléctricas para usuarios residenciales, urbanos y rurales, registrasen un incremento real acumulado, igual o superior a 5%, el Presidente de la República, mediante decreto supremo fundado expedido a través del Ministerio de Energía, que deberá ser suscrito, además, por el Ministro de Hacienda, puede establecer un subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica que favorecerá a usuarios residenciales de escasos recursos, calificados como tales a través de la ficha de familia respectiva o el instrumento que la reemplace, que se encuentren al día en el pago de las cuentas por concepto de dicho consumo, cuyo monto mensual, duración, beneficiarios, procedimiento de concesión y pago y demás normas necesarias, deben ser determinados en el referido decreto supremo.

155º

En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación se distinguen dos niveles de precios sujetos a fijación:

1. Precios a nivel de generación-transporte. Estos precios se denominan "precios de nudo" y se definen para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tienen dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta;

2. Precios a nivel de distribución. Estos precios se determinan sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, y de un valor agregado por concepto de costos de distribución y los cargos señalados en los artículos 115º, 116º y 212º-13.

A los suministros indicados en los números 1 y 2 del artículo 147º, con las salvedades allí señaladas, les son aplicables los precios a nivel de distribución.

⁶⁴ El numeral 1 de la Resolución 58 Exenta, Energía, publicada el 09 de diciembre de 2024, rebaja el límite de potencia conectada a que hace referencia la letra d) del artículo 147º de la Ley, de 500 kilowatts a 300 kilowatts, por empalme asociado al suministro de cada usuario final, conforme a la facultad conferida al Ministerio de Energía en el inciso segundo del literal d) del artículo antes citado.

A los suministros que se efectúen a empresas eléctricas que no dispongan de generación propia, con las salvedades señaladas en el artículo 147º, les son aplicables los siguientes precios:

- Precio de nudo y cargos destinados a remunerar los sistemas de transmisión conforme señalan los artículos 115º y 116º: si el suministro se efectúa a partir de las instalaciones de generación-transporte de la empresa que efectúa la venta.
- Precios a nivel de distribución: si el suministro se efectúa a partir de las instalaciones de distribución de la empresa que efectúa la venta. Sin embargo, los precios a nivel de distribución que se le fijen a la empresa que efectúa la compra, para las ventas a precio fijado que ella realice, se determinarán considerando los precios de nudo que correspondan, de acuerdo a lo señalado en el número 2 de este artículo.
- Cargo por Servicio Público a que hace referencia el artículo 212º-13.

156º Los precios de energía y potencia obtenidos en las licitaciones reguladas en el artículo 131º y siguientes, llamados "precios de nudo de largo plazo", y sus fórmulas de indexación, se deben incluir en el decreto de precios de nudo de corto plazo que se dicte con posterioridad al término de la licitación respectiva.

157º Los concesionarios de servicio público de distribución deben traspasar a sus clientes regulados los precios generación que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos. El promedio se debe obtener ponderando los precios por el volumen de suministro correspondiente. El reglamento debe establecer el mecanismo de traspaso de dichos precios promedio a los clientes regulados, resguardando la debida coherencia entre la facturación de los contratos de suministro en los puntos de compra y los retiros físicos asociados a dichos contratos, y la tarificación de los segmentos de transmisión. Las diferencias que resulten de la aplicación de lo señalado precedentemente deben incorporarse en los precios traspasables a clientes regulados, a través de los correspondientes decretos tarifarios.

En caso de que el precio promedio de energía de una concesionaria, determinado para la totalidad de su zona de concesión, sobrerese en más del 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas las concesionarias de los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea superior a 200 megawatts el precio promedio de tal concesionaria debe ajustarse de modo de suprimir dicho exceso, el que debe ser absorbido en los precios promedio de los demás concesionarios, a prorrata de las respectivas energías suministradas para clientes regulados.

Adicionalmente, en aquellas comunas intensivas en generación eléctrica ubicadas en los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts, se debe aplicar un descuento a la componente de energía del precio de nudo establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución que las concesionarias de distribución traspasan a los suministros sometidos a regulación de precios. Este descuento se efectuará luego de aplicado el mecanismo contemplado en el artículo 191 y se calculará en función del Factor de Intensidad de cada comuna.

El Factor de Intensidad de cada comuna será calculado por la Comisión sobre la base de los datos que ésta obtenga para tales efectos, e informado al Ministerio con ocasión de la fijación de precios semestral a que se refiere el artículo 158. Los descuentos señalados serán absorbidos por los suministros sometidos a regulación de precios de las comunas no intensivas en generación, a través de un cargo en la componente de energía del precio de nudo establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución.

Junto con lo anterior, en aquellas comunas en que se emplacen centrales cuya energía eléctrica generada, en su conjunto, sea mayor al 5% de la energía eléctrica generada por las centrales interconectadas a los sistemas de capacidad instalada superior a 200 megawatts, se debe aplicar un descuento adicional al establecido en el inciso anterior.

Artículo LGSE	Descripción relacionada a clientes regulados y sistemas de medición
Los descuentos adicionales a que dé lugar la aplicación del presente inciso deben ser absorbidos por todos los suministros de clientes sometidos a regulación de precios de las comunas no intensivas en generación.	
158º	<p>Los precios promedio que los concesionarios de servicio público de distribución deban traspasar a sus clientes regulados, son fijados mediante decreto del Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión. Dichos decretos tienen una vigencia semestral y deben ser dictados en la oportunidad que determine el reglamento.</p> <p>Una vez vencido el período de vigencia de los precios promedio, éstos continúan vigentes mientras no sean fijados los nuevos precios de acuerdo a lo dispuesto en el presente artículo.</p> <p>Los concesionarios de servicio público de distribución deben pagar a sus suministradores los niveles de precios de los contratos respectivos considerados en el decreto semestral vigente a que se refiere el presente artículo.</p> <p>Los precios asociados a los contratos señalados comienzan a regir a partir de la fecha en que se inicie el suministro, conforme indique el contrato respectivo, y se aplicarán una vez que se dicte el decreto semestral correspondiente. Sólo en el caso de contratos que inicien su suministro durante el período de vigencia del respectivo decreto y mientras éste no se haya publicado, los concesionarios de servicio público de distribución pagarán a sus suministradores los precios del correspondiente contrato establecidos en el referido decreto que se encuentre dictado.</p> <p>Asimismo, los precios que resulten de la indexación de los precios de los contratos entrarán en vigencia a partir de la fecha que origine la indexación y se aplican una vez que se dicte el decreto semestral correspondiente.</p> <p>No obstante, la concesionaria de distribución pagará o descontará al suministrador a más tardar hasta el siguiente período semestral, las diferencias de facturación resultantes de la aplicación de los niveles de precios fijados en el respectivo contrato, respecto de aquellos establecidos en el decreto semestral correspondiente. Asimismo, tales diferencias de facturación deben ser traspasadas a los clientes regulados a través de las tarifas del decreto semestral siguiente, reajustadas de acuerdo al interés corriente vigente a la fecha de dictación de dicho decreto</p>
161º	<p>Los precios de nudo de largo plazo se reajustan de acuerdo con sus respectivas fórmulas de indexación, con ocasión de cada fijación de precios de nudo de corto plazo y son utilizados para determinar los precios promedio.</p>
182º	<p>El valor agregado por concepto de costos de distribución se basa en empresas modelo y considera:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo; 2. Pérdidas medias de distribución en potencia y energía, y 3. Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, en adelante VNR, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización de acuerdo a lo establecido en la Ley.
182º bis	<p>La tasa de actualización que debe utilizarse para determinar los costos anuales de inversión de las instalaciones de distribución es calculada por la Comisión cada cuatro años, de acuerdo al procedimiento señalado en este artículo. Esta tasa es aplicable después de impuestos y para su determinación se debe</p>

considerar el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas concesionarias de distribución eléctrica en relación con el mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo y el premio por riesgo de mercado. En todo caso, la tasa de actualización no puede ser inferior al seis por ciento ni superior al ocho por ciento.

- 183º** Las componentes del VAD se calculan para un determinado número de áreas típicas de distribución. Las componentes para cada área típica de distribución se deben calcular sobre la base de un estudio de costos encargado a una empresa consultora por la Comisión. Dicho estudio de costos se debe basar en un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de una empresa distribuidora operando en el país y su elaboración se sujetará al procedimiento dispuesto en el artículo 183 bis en el reglamento.

El supuesto de eficiencia de la empresa modelo debe tener en consideración las restricciones que enfrenta la empresa distribuidora real que sirva de referencia para determinar la empresa modelo en, al menos, los siguientes aspectos:

1. La distribución de los clientes en cuanto localización y demanda, así como la normativa que la empresa deba cumplir para prestar el servicio público de distribución. En particular, el cumplimiento de los niveles de seguridad y calidad que la normativa técnica exija.
2. El trazado de calles y caminos para el desarrollo de las redes, y los obstáculos físicos para el mismo.
3. La velocidad de penetración de nuevas tecnologías para la materialización de la red de distribución.
4. La consideración de cambios normativos en estándares de calidad del servicio que puedan incidir en inversiones relevantes.
5. La consideración de existencia de vegetación, su interacción con las redes y las actividades para su control.

Las bases técnicas de los estudios deben incorporar la forma en que se aplican estas restricciones.

- 183º bis** Las bases administrativas deben establecer, a lo menos, los requisitos, antecedentes y la modalidad de presentación de ofertas. Las bases técnicas deben contener la metodología de cálculo de cada uno de los parámetros relevantes, los criterios para la determinación de los costos de la empresa modelo eficiente, y todo otro aspecto que se considere necesario definir en forma previa a la realización del estudio.

Los participantes y las empresas concesionarias pueden solicitar al Panel que dirima todas o algunas de las observaciones presentadas que no hubiesen sido acogidas por la Comisión o que hubiesen sido acogidas parcialmente, como también, si quien no hubiere formulado observaciones a las bases preliminares considere que se debe mantener su contenido, en caso de haberse modificado éstas.

El estudio de costos debe ser licitado de conformidad con las normas de la ley N° 19.886 y su reglamento, y adjudicado de acuerdo con las bases técnicas y administrativas antes referidas. Es ejecutado y supervisado por un comité integrado por representantes de las empresas concesionarias de distribución de acuerdo con los procedimientos y criterios que determine la Comisión, los que deben asegurar una representación equitativa; dos representantes del Ministerio y dos representantes de la Comisión, uno de los cuales presidirá el referido comité.

Los resultados del estudio de costos deben especificar para cada área típica de distribución, a lo menos, lo señalado en el artículo 182.

La Comisión dispone del plazo de tres meses para revisar, corregir y adecuar los resultados del estudio de costos y para notificar, por medios electrónicos, a las empresas concesionarias de distribución y a los participantes un informe técnico preliminar elaborado sobre la base de dicho estudio.

Las observaciones técnicas que los participantes y las empresas concesionarias de distribución tengan respecto del informe técnico preliminar, deben presentarlas a la Comisión.

La Comisión debe comunicar, por medios electrónicos, la resolución que contenga el informe técnico corregido, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones técnicas planteadas.

Las empresas concesionarias y los participantes pueden solicitar al Panel que dirima todas o algunas de

las observaciones presentadas que no hubiesen sido acogidas por la Comisión o fuesen acogidas parcialmente. Quien no hubiere formulado observaciones al informe técnico puede solicitar que se mantenga su contenido, en caso de haberse modificado éste.

Las bases del estudio de costos deben agrupar los costos del estudio en diferentes categorías sobre las cuales se podrá discrepar. La agrupación definida en las bases del estudio sólo podrá ser observada por las partes, pero no modificada por el Panel de Expertos. En cada categoría, y para cada área típica de distribución, el Panel sólo puede optar por el resultado del informe de la Comisión, la alternativa planteada por un participante o por una empresa concesionaria para el conjunto de sus discrepancias presentadas en dicha categoría. El Panel no puede elegir entre resultados parciales de costos o entre criterios que se hubiesen presentado como observaciones, sino sólo entre valores finales.

Junto con el informe técnico definitivo la Comisión propone al Ministerio de Energía las fórmulas tarifarias para el siguiente período tarifario.

El reglamento debe establecer las materias necesarias para la implementación de las disposiciones contenidas en este artículo.

184º Los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía se calculan sobre la base de los estudios de costos y los criterios de eficiencia del VAD.

Los valores resultantes no forman parte del valor agregado de distribución, se deben actualizar mensualmente de acuerdo a la variación de los índices de precios u otros que se establezcan en el decreto que los fije.

Los precios así determinados deben ser sometidos a revisión y determinación de nuevos valores con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministros de distribución sin perjuicio de que, en cualquier momento, cuando el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia así lo determine, el Ministerio de Energía, mediante decreto, formalice su descalificación como servicio sujeto a fijación de precios.

Sin perjuicio de lo señalado en los incisos anteriores, con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, éstas pueden considerar algunos de los servicios no consistentes en suministros de energía que hayan sido previamente objeto de fijación de precios, dentro del valor agregado de distribución.

Las discrepancias que se produzcan en relación a la fijación de los precios de estos servicios pueden ser sometidos al dictamen del Panel de Expertos.

185º Con los valores agregados resultantes y los precios de nudo que correspondan, la Comisión debe estructurar un conjunto de tarifas básicas preliminares, de acuerdo al criterio expresado en el artículo 181º de la presente ley. Deben existir tantas tarifas básicas como empresas y sectores de distribución de cada empresa se hayan definido.

La estructuración de las tarifas debe efectuarse de modo tal que reflejen los costos que dan origen al valor agregado de distribución resultante del proceso de tarificación. El cumplimiento de la condición señalada debe explicitarse junto con la propuesta de fórmulas tarifarias.

Si las tarifas básicas preliminares así determinadas, permiten al conjunto agregado de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias obtener una tasa de rentabilidad económica después de impuestos a las utilidades, que no difiera en más de dos puntos al alza y tres puntos a la baja de la tasa de actualización definida en el artículo 182º, los valores agregados ponderados que les dan origen son aceptados. En caso contrario, los valores deben ser ajustados proporcionalmente de modo de alcanzar el límite más próximo superior o inferior.

- 187º** Con los valores agregados definitivos la Comisión debe estructurar fórmulas indexadas que expresan las tarifas en función de los precios de nudo y de los índices de precio de los principales insumos de la distribución. La Comisión debe estructurar tantas fórmulas como empresas y sectores de distribución en cada empresa se hayan definido. Estas fórmulas tienen un período de validez de cuatro años a no ser que en el intertanto se produjere una variación acumulada del Índice General de Precios al Consumidor superior al cien por ciento, o bien que la tasa de rentabilidad económica después de impuestos a las utilidades para el conjunto de todas las empresas distribuidoras, calculado según el procedimiento descrito en el artículo 185º precedente, difiera en más de cinco puntos de la tasa de actualización definida en el artículo 182º. En estos casos la Comisión debe efectuar un nuevo estudio, salvo que las empresas concesionarias de distribución de servicio público y la Comisión acuerden unánimemente ajustar la fórmula original. En el caso de efectuarse un reestudio, éste tendrá vigencia hasta completar el período de cuatro años. Adicionalmente, si antes del término del período de cuatro años de vigencia de las fórmulas, hay acuerdo unánime entre las empresas y la Comisión para efectuar un nuevo estudio de tarifas, éste puede efectuarse y las fórmulas resultantes tienen vigencia hasta el término del período en cuestión.
- 190º** El Ministerio de Energía, fija las fórmulas tarifarias de acuerdo a lo establecido en el artículo 151º.
- 191º** Durante el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, las tarifas máximas que las empresas pueden cobrar a sus clientes se obtienen aplicando a dichas fórmulas las variaciones de los índices de precios que en ellas se establezcan.
- Sin perjuicio de lo anterior, en el conjunto de los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 1.500 kilowatts, las tarifas máximas que las empresas distribuidoras pueden cobrar por suministro a usuarios residenciales no pueden superar el promedio simple de éstas, calculadas sobre la base de un consumo tipo, incrementado en un 10% del mismo, considerando una muestra representativa. En caso de que dichas tarifas excedan este porcentaje, debe aplicarse un ajuste a los costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución. Si a pesar de ello no se lograre alcanzar el porcentaje antes mencionado, se debe aplicar el máximo descuento obtenido, sin que procedan ajustes adicionales.
- Los ajustes y recargos a que dé origen el mecanismo señalado deben ser fijados en el decreto que dicte el Ministerio de Energía con ocasión de la fijación de precios semestral a que se refiere el artículo 158, previo informe técnico de la Comisión. A su vez, las transferencias entre empresas distribuidoras a que den origen las diferencias de facturación producto de la aplicación del mecanismo antes mencionado deben ser calculadas por el Coordinador.
- 192º** Una vez vencido el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, éstas continúan vigentes, incluidas sus cláusulas de indexación, mientras no sean fijadas las nuevas fórmulas.

Anexo 3: Opciones tarifarias DS 5T/2024 y cargos aplicados a las tarifas

Tabla 13: RESUMEN OPCIONES TARIFARIAS.

Tarifa	Descripción
BT1a	Opción de tarifa simple, en baja tensión, para clientes residenciales con al menos medición de energía que cuenten con potencia conectada inferior o igual a 10 kW o con un limitador de potencia para cumplir dicha condición. Aplicable a los clientes abastecidos por concesionarias cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1a) se produce en meses en que se han definido horas de punta y a clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1a) se produce en meses en que no se hayan definido horas de punta y cuyo Factor de Clasificación sea igual o inferior a 2,5.
BT1b	Opción de tarifa simple, en baja tensión, para clientes residenciales con al menos medición de energía que cuenten con potencia conectada inferior o igual a 10 kW o con un limitador de potencia para cumplir dicha condición. Aplicable a los clientes residenciales abastecidos por concesionarias cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1b) se produce en meses en que no se hayan definido horas de punta y cuyo Factor de Clasificación sea superior a 2,5.
TRBT	Opción de tarifa en baja tensión, para clientes residenciales con unidad de medida que es parte del Sistema de Medición, Monitoreo y Control ("SMMC").
TRBT2	Opción de tarifa en baja tensión para clientes residenciales con al menos medición de energía, de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y demanda máxima de potencia suministrada con resolución cada 15 minutos o inferior y memoria masa para su registro. Solo pueden optar a esta tarifa los clientes residenciales alimentados en baja tensión cuya potencia conectada sea inferior o igual a 10 kW o aquellos clientes residenciales que instalen un limitador de potencia para cumplir esta condición.
TRBT3	Opción de tarifa en baja tensión para clientes residenciales con al menos medición de energía, de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y demanda máxima de potencia suministrada con resolución cada 15 minutos o inferior y memoria masa para su registro, con potencia conectada mayor a 10 kW, cuyo suministro esté destinado para el abastecimiento eléctrico de su domicilio o residencia y cuyo documento de cobro emitido por la respectiva empresa distribuidora se encuentre a nombre de una persona natural o sucesión hereditaria.
TRAT	Opción de tarifa en alta tensión para clientes residenciales con unidad de medida del Sistema de Medición, Monitoreo y Control.

Tarifa	Descripción
TRAT1	Opción de tarifa simple en alta tensión para clientes residenciales con al menos medición de energía, que cuenten con potencia conectada inferior o igual a 10 kW o con un limitador de potencia para cumplir con dicha condición.
TRAT2	Opción de tarifa en alta tensión para clientes residenciales con al menos medición de energía de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y demanda máxima de potencia suministrada con resolución cada 15 minutos o inferior, y memoria masa para su registro. Solo pueden optar a esta tarifa los clientes residenciales alimentados en alta tensión cuya potencia conectada sea inferior o igual a 10 kW o aquellos clientes que instalen un limitador de potencia para cumplir esta condición.
TRAT3	Opción de tarifa en alta tensión para clientes residenciales con al menos medición de energía, de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y demanda máxima de potencia suministrada con resolución cada 15 minutos o inferior, y memoria masa para su registro, con potencia conectada mayor a 10 kW, cuyo suministro esté destinado para el abastecimiento eléctrico de su domicilio o residencia y cuyo documento de cobro emitido por la respectiva empresa distribuidora se encuentre a nombre de una persona natural o sucesión hereditaria.
BT2	Opción de tarifa en baja tensión con potencia contratada, para clientes con al menos medición de energía y potencia contratada.
BT3	Opción de tarifa en baja tensión con demanda máxima de potencia leída, para clientes con al menos medición de energía y demanda máxima de potencia leída.
BT4	Opción de tarifa horaria en baja tensión, para clientes con al menos medición de energía y demanda máxima de potencia contratada o de potencia leída, y demanda máxima de potencia contratada o de potencia leída en horas de punta del sistema eléctrico. En esta opción existirán las siguientes tres modalidades de medición: BT4.1 : Medición de la energía mensual total consumida y contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia. BT4.2 : Medición de la energía mensual total consumida y de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y contratación de la demanda máxima de potencia. BT4.3 : Medición de la energía mensual total consumida, de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.
BT5	Opción tarifaria en baja tensión para suministros no residenciales con medidor con resolución cada 15 minutos o inferior, y memoria masa para el registro de energía, de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y demanda máxima de potencia suministrada.
BT6	Opción tarifaria en baja tensión para suministros no residenciales con unidad de medida que es parte del Sistema de Medición, Monitoreo y Control.

Tarifa	Descripción
AT2	<p>Opción de tarifa en alta tensión con potencia contratada, para clientes con al menos medición de energía y potencia contratada.</p> <p>Los clientes que decidan optar por la presente tarifa pueden contratar libremente una potencia máxima con la respectiva concesionaria, la que regirá por un plazo de 12 meses.</p>
AT3	<p>Opción de tarifa en alta tensión con demanda máxima de potencia leída, para clientes con al menos medición de energía y demanda máxima de potencia leída.</p>
AT4	<p>Opción de tarifa horaria en alta tensión, para clientes con al menos medición de energía y demanda máxima de potencia contratada o de potencia leída, y demanda máxima de potencia contratada o de potencia leída en horas de punta del sistema eléctrico.</p> <p>En esta opción existirán las siguientes tres modalidades de medición:</p> <p>AT4.1 : Medición de la energía mensual total consumida, y contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.</p> <p>AT4.2 : Medición de la energía mensual total consumida y de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta, y contratación de la demanda máxima de potencia.</p> <p>AT4.3 : Medición de la energía mensual total consumida, de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.</p>
AT5	<p>Opción tarifaria en alta tensión para suministros no residenciales con al menos medición de energía, de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y demanda máxima de potencia suministrada. con resolución cada 15 minutos o inferior y memoria masa para su registro.</p>
AT6	<p>Opción tarifaria en alta tensión para suministros no residenciales con unidad de medida que es parte del Sistema de Medición, Monitoreo y Control.</p> <p>Para cada una de las opciones tarifarias recién descritas se deben considerar los cargos descritos en la siguiente figura, donde cada área en blanco indica que el cargo es considerado en la respectiva opción tarifaria</p>

	BT1a	BT1b	TRBT	TRBT2	TRBT3	TRAT	TRAT1	TRAT2	TRAT3	BT2	BT3	BT4.1	BT4.2	BT4.3	BT5	BT6	AT2	AT3	AT4.1	AT4.2	AT4.3	AT5	AT6
Cargo fijo mensual [\$/mes]																							
Cargo por uso del sistema de transmisión [\$/kWh]																							
Cargo por servicio público [\$/kWh]																							
Cargo por energía [\$/kWh]																							
Cargo por compras de potencia [\$/kWh]																							
Cargo por demanda máxima de potencia leída [\$/kW/mes]																							
Cargo por potencia en su componente de distribución [\$/kWh]																							
Cargo por potencia en su componente de transmisión [\$/kWh]																							
Cargos por demanda máxima de potencia leída en sus horas de punta, en su componente de distribución [\$/kW/mes]																							
Cargos por demanda máxima de potencia suministrada en su componente de distribución [\$/kW/mes]																							
Cargo por potencia contratada [\$/kW/mes]																							
Cargo por demanda máxima de potencia contratada en horas de punta [\$/kW/mes]																							
Cargo por demanda máxima de potencia contratada [\$/kW/mes]																							

Figura 29: Cargos Que Se Aplican A Cada Tarifa.

Es importante considerar que adicionalmente se establecen también los siguientes costos:

- Recargo por consumo reactivo, determinado en función de la relación de consumo activo y reactivo en el punto de suministro de los clientes.
- Recargo por lectura en baja tensión de consumos de clientes de alta tensión.

Anexo 4: NTD y Anexo Técnico SMMC

En la siguiente tabla se señalan las principales materias abordada por la NTD y por el Anexo Técnico SMMC, acompañado de comentarios que resumen los grados de complementariedad, brechas y diferentes espacios de mejora.

Tabla 14: ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE NORMA Y ANEXO TÉCNICO.

Tópico	NTD	Anexo Técnico SMMC	Comentario
Alcance y propósito	Define de forma general que el SMMC debe “monitorear y gestionar” la calidad de servicio de los clientes.	Precisa que el objetivo es asegurar “calidad, seguridad, escalabilidad e interoperabilidad” para todos los equipos, datos y procesos del SMMC.	Coincidencia en que ambos persiguen la calidad y gestión del servicio. Brecha: la NTD no menciona expresamente escalabilidad ni interoperabilidad; podría incluirlo para alinear el mandato.
Nivel de detalle normativo	Remite casi todo el detalle al Anexo (“las exigencias... se encuentran establecidas en el AT”).	Contiene descripciones exhaustivas de arquitectura, componentes, datos mínimos, KPIs, estándares, auditorías, etc.	Hay materias señaladas en el Anexo que debieran incluirse en la NTD
Funcionalidades	Exige medición remota de consumos / inyecciones; monitoreo remoto de tensión, corriente y estado de suministro; control remoto (conexión, desconexión, limitación).	Reafirma esas tres funciones y añade registro de eventos, alarmas y sincronía horaria; fija que deberán cumplirse con $\geq 90\%$ de eficacia por periodo definido.	Coincidencia total en las tres funciones.
Arquitectura y componentes	No describe arquitectura; solo alude a “sistemas” en abstracto.	Define ocho bloques (Unidad de Medida, Unidad Concentrador, Sistema de Gestión y Operación, Almacén de datos, Comunicaciones, Seguridad, Interfaces, Sincronización).	Brecha funcional: la NTD carece de guía sobre topologías aceptadas; incorporar una referencia descriptiva (aunque remita al AT) ayudaría a ingenierías y fiscalización temprana.
Desempeño mínimo	Fija un umbral único: $\geq 90\%$ de cumplimiento, periodo a definir por el AT.	Desglosa cuatro indicadores (Medición, Monitoreo estado suministro, Monitoreo eventos y alarmas, Control) y exige $\geq 90\%$ en cada uno a nivel Comuna-Empresa.	Inconsistencia potencial: al quedar el “periodo” solo en el AT, la NTD pierde trazabilidad para sanciones. Se sugiere incluir explícitamente el periodo de referencia o remitirlo de forma fechada.
Comunicaciones y ancho de banda	Reconoce que costo y disponibilidad de banda son variables relevantes, sin fijar tecnologías.	Establece exigencia de comunicaciones suficientes entre todos los componentes; admite distintas tecnologías	Coincidencia en neutralidad tecnológica. Mejora: agregar parámetros mínimos de latencia/disponibilidad en la NTD para

Tópico	NTD	Anexo Técnico SMMC	Comentario
Ciberseguridad y protección de datos	Ordena que el SMMC disponga de “herramientas que permitan proteger el sistema y la información” frente a amenazas.	(móvil, LoRa, satelital) y describe rutas de datos.	orientar licitaciones, dejando la implementación específica al AT.
Estándares internacionales	No cita normas.	Dedica un componente completo a Seguridad; obliga detección de accesos no autorizados, cifrado, integridad de datos, confidencialidad y referencia a normas IEC 62056-6-1, IEC 61968-9, etc.	Brecha de especificidad: la NTD enuncia el deber, pero el AT fija requisitos concretos. Podría añadirse en la NTD la obligación de certificación de ciberseguridad o referencia a norma específica (p.ej. ISO 27001) para reforzar jerarquía.
Datos, accesibilidad y derechos del usuario	No aborda derechos ARCO ni portabilidad.	Enumera un paquete IEC y NCH detallado (medición, seguridad eléctrica, protocolos, grados de protección).	Coincidencia implícita: la NTD delega la elección de estándares al AT. Mejora: resumir en la NTD la obligación de “cumplir estándares reconocidos por IEC o equivalentes” para dar visibilidad al legislador y a interesados sin leer el AT completo.
Auditoría y homologación	y No menciona auditorías.	Reconoce derecho de acceso, cancelación, oposición y portabilidad; exige disponibilidad permanente para regulador y coordinador; prevé planes ante pérdida de datos.	Brecha relevante: incorporar en la NTD una referencia explícita a protección de datos personales, alinearlas con la Ley 19.628
Obligaciones y roles	Solo indica que la Empresa Distribuidora “deberá implementar” el SMMC y usarlo en su SGC.	Exige homologación inicial y auditorías periódicas de terceros para verificar cumplimiento y mejoras continuas.	Brecha de control: sin esta obligación en el NTD, puede quedar en zona gris si el AT se modifica. Sugerencia: introducir la exigencia de auditoría como principio en la NTD.
Mantenimiento continuo operacional	y No hay mención.	Detalla obligaciones de distribuidoras, clientes y rol fiscalizador de la Superintendencia; establece mecanismos de reporte y sanción.	Coincidencia en que la responsabilidad primaria recae en la distribuidora. Mejora: la NTD podría resumir las obligaciones críticas (p.ej. plazos de implementación, coordinación con el regulador) para reforzar <i>accountability</i> .
		Obliga a las empresas a contar con herramientas y actividades de mantenimiento preventivo y correctivo para asegurar	Brecha: añadir un principio de mantenimiento continuo en la NTD elevaría la exigencia y

Tópico	NTD	Anexo Técnico SMMC	Comentario
		disponibilidad de funcionalidades y datos.	de facilitaría el <i>enforcement</i> en caso de fallas prolongadas.

Anexo 5: Estructuras Tarifarias Aplicadas a Perfiles de Consumo

Para mayor detalle revisar los anexos de cálculo, en particular el Anexo de Cálculo 2 y Anexo de Cálculo 6.

A continuación, se detallan las tarifas residenciales establecidas en el Decreto 5T/2024, distinguiendo los cargos correspondientes a energía y potencia, donde para la realización del ejercicio conceptual se optó por la tarifa BT1a de acuerdo con los resultados indicados en la Tabla 15, considerando las restricciones propias de un perfil de consumo doméstico:

- Potencia conectada inferior a 10 kW.
- Medición en baja tensión.

Tabla 15: FÓRMULAS TARIFARIAS DS 5T/2024 (VAD 2020-2024).

Tarifa	Cargo por Energía	Cargo por Potencia
BT1a	$Pe \times PEAT \times PEBT$	$FACP \times Pp \times PPAT \times \frac{PPBT}{NHUNB}$
TRBT, TRBT2, TRBT3, BT5, BT6	$Pe \times PEAT \times PEBT$	$FACP \times Pp \times PPAT \times PPBT \times FNPPB$
TRAT, TRAT2, TRAT3, AT5, AT6	$Pe \times PEAT$	$FACP \times Pp \times PPAT \times FNPPA$
TRAT1	$Pe \times PEAT$	$FACP \times Pp \times \frac{PPAT}{NHUNB}$
BT2PP, BT3PP	$Pe \times PEAT \times PEBT$	$FACP \times Pp \times PPAT \times PPBT \times FNPPB + FDPPB \times CDBT$
BT2PPP, BT3PPP	$Pe \times PEAT \times PEBT$	$FACP \times Pp \times PPAT \times PPBT \times FNDPB + FDPPB \times CDBT$
BT4	$Pe \times PEAT \times PEBT$	$FACP \times Pp \times PPAT \times PPBT \times FNPPB + FDPPB \times CDBT - FDPPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$
AT2PP, AT3PP	$Pe \times PEAT$	$FACP \times Pp \times PPAT \times FNPPA + CDAT \times FDPPA$
AT2PPP, AT3PPP	$Pe \times PEAT$	$FACP \times Pp \times PPAT \times FNDPA + CDAT \times FDDPA$
AT4	$Pe \times PEAT$	$FACP \times Pp \times PPAT \times FNPPA + CDAT \times FDPPA - CDAT \times FDFPA$

Tabla 16: RESULTADOS CARGOS ENERGÍA Y POTENCIA 5T/2024.

Tarifa	Cargo por Energía [\$/kWh]	Cargo por Potencia [\$/kW]
BT1a	92,28	24,74
TRBT, TRBT2, TRBT3, BT5, BT6	92,28	9.987,93

Tarifa	Cargo por Energía [\$/kWh]	Cargo por Potencia [\$/kW]
TRAT, TRAT2, TRAT3, AT5, AT6	87,36	9.505,08
TRAT1	87,36	23,55
BT2PP, BT3PP	92,28	16.717,28
BT2PPP, BT3PPP	92,28	12.349,05
BT4	92,28	13.669,88
AT2PP, AT3PP	87,36	11.461,36
AT2PPP, AT3PPP	87,36	6.962,07
AT4	87,36	9.831,12

Anexo 6: Elasticidad Precio Consumo

7.3 Perfil Ho: Hogar

Tabla 17: PORCENTAJE DE VARIACIÓN CONSUMO TOTAL RESPECTO AL CASO BASE PARA EL PERFIL HO.

	TOU	RTP	CPP	CPR ⁶⁵	Inclinado
Escenario Bajo	0,09%	0,23%	1,61%	-0,82%	0,31%
Escenario Medio	0,19%	0,49%	3,37%	-1,63%	0,65%
Escenario Alto	0,68%	1,75%	12,07%	-4,76%	2,39%

Tabla 18: PORCENTAJE DE VARIACIÓN CURVAS DE ELASTICIDAD EN HORAS DE PUNTA PARA EL PERFIL HO.

	TOU	RTP	CPP	CPR ⁶⁶	Inclinado
Escenario Bajo	-1,35%	-1,30%	-4,17%	-1,75%	-1,16%
Escenario Medio	-2,69%	-2,58%	-8,16%	-3,47%	-2,31%
Escenario Alto	-7,84%	-7,50%	-22,54%	-10,04%	-6,76%

7.4 Perfil G5: Panadería

Tabla 19: PORCENTAJE DE VARIACIÓN CONSUMO TOTAL RESPECTO AL CASO BASE PARA EL PERFIL G5.

	TOU	RTP	CPP	CPR ⁶⁷	Inclinado
Escenario Bajo	0,05%	0,19%	1,04%	-0,35%	0,23%
Escenario Medio	0,10%	0,39%	2,16%	-0,70%	0,49%
Escenario Alto	0,36%	1,41%	7,36%	-2,06%	1,82%

Tabla 20: PORCENTAJE DE VARIACIÓN CURVAS DE ELASTICIDAD EN HORAS DE PUNTA PARA EL PERFIL G5.

⁶⁵ Para este ejercicio se modifica el vector de precios de CPR, invirtiendo el precio de bonificación como un costo, porque el objetivo es estudiar el comportamiento de la demanda frente al precio en base a la elasticidad.

⁶⁶ Para este ejercicio se modifica el vector de precios de CPR, invirtiendo el precio de bonificación como un costo, porque el objetivo es estudiar el comportamiento de la demanda frente al precio en base a la elasticidad.

⁶⁷ Para este ejercicio se modifica el vector de precios de CPR, invirtiendo el precio de bonificación como un costo, porque el objetivo es estudiar el comportamiento de la demanda frente al precio en base a la elasticidad.

	TOU	RTP	CPP	CPR ⁶⁸	Inclinado
Escenario Bajo	-1,72%	-1,34%	-5,95%	-1,54%	-0,93%
Escenario Medio	-3,42%	-2,67%	-11,54%	-3,06%	-1,85%
Escenario Alto	-9,91%	-7,74%	-30,77%	-8,91%	-5,45%

7.5 Perfil G1: Oficina

Tabla 21: PORCENTAJE DE VARIACIÓN CONSUMO TOTAL RESPECTO AL CASO BASE PARA EL PERFIL G1.

	TOU	RTP	CPP	CPR ⁶⁹	Inclinado
Escenario Bajo	0,03%	0,15%	0,67%	-0,20%	0,22%
Escenario Medio	0,06%	0,30%	1,38%	-0,39%	0,47%
Escenario Alto	0,21%	1,06%	4,60%	-1,15%	1,73%

Tabla 22: PORCENTAJE DE VARIACIÓN CURVAS DE ELASTICIDAD EN HORAS DE PUNTA PARA EL PERFIL G1.

	TOU	RTP	CPP	CPR ⁷⁰	Inclinado
Escenario Bajo	-1,85%	-2,21%	-6,68%	-1,48%	-0,82%
Escenario Medio	-3,66%	-4,36%	-12,92%	-2,93%	-1,64%
Escenario Alto	-10,59%	-12,47%	-33,97%	-8,54%	-4,83%

7.6 Perfil G2: Gimnasio

Tabla 23: PORCENTAJE DE VARIACIÓN CONSUMO TOTAL RESPECTO AL CASO BASE PARA EL PERFIL G2.

	TOU	RTP	CPP	CPR ⁷¹	Inclinado
Escenario Bajo	0,10%	0,23%	1,66%	-0,96%	0,30%

⁶⁸ Para este ejercicio se modifica el vector de precios de CPR, invirtiendo el precio de bonificación como un costo, porque el objetivo es estudiar el comportamiento de la demanda frente al precio en base a la elasticidad.

⁶⁹ Para este ejercicio se modifica el vector de precios de CPR, invirtiendo el precio de bonificación como un costo, porque el objetivo es estudiar el comportamiento de la demanda frente al precio en base a la elasticidad.

⁷⁰ Para este ejercicio se modifica el vector de precios de CPR, invirtiendo el precio de bonificación como un costo, porque el objetivo es estudiar el comportamiento de la demanda frente al precio en base a la elasticidad.

⁷¹ Para este ejercicio se modifica el vector de precios de CPR, invirtiendo el precio de bonificación como un costo, porque el objetivo es estudiar el comportamiento de la demanda frente al precio en base a la elasticidad.

Escenario Medio	0,21%	0,49%	3,49%	-1,90%	0,64%
Escenario Alto	0,74%	1,74%	12,66%	-5,56%	2,36%

Tabla 24: PORCENTAJE DE VARIACIÓN CURVAS DE ELASTICIDAD EN HORAS DE PUNTA PARA EL PERFIL G2.

	TOU	RTP	CPP	CPR ⁷²	Inclinado
Escenario Bajo	-1,24%	-1,25%	-3,72%	-1,81%	-1,03%
Escenario Medio	-2,47%	-2,47%	-7,31%	-3,59%	-2,04%
Escenario Alto	-7,22%	-7,19%	-20,36%	-10,38%	-6,01%

7.7 Perfil G0: Retail

Tabla 25: PORCENTAJE DE VARIACIÓN CONSUMO TOTAL RESPECTO AL CASO BASE PARA EL PERFIL G0.

	TOU	RTP	CPP	CPR ⁷³	Inclinado
Escenario Bajo	0,07%	0,21%	1,31%	-0,51%	0,32%
Escenario Medio	0,14%	0,45%	2,74%	-1,02%	0,68%
Escenario Alto	0,49%	1,59%	9,51%	-2,99%	2,50%

Tabla 26:PORCENTAJE DE VARIACIÓN CURVAS DE ELASTICIDAD EN HORAS DE PUNTA PARA EL PERFIL G0.

	TOU	RTP	CPP	CPR ⁷⁴	Inclinado
Escenario Bajo	-1,60%	-1,57%	-5,28%	-1,61%	-1,08%
Escenario Medio	-3,17%	-3,12%	-10,27%	-3,20%	-2,15%
Escenario Alto	-9,20%	-9,01%	-27,76%	-9,30%	-6,30%

7.8 Perfil G6: Cine

⁷² Para este ejercicio se modifica el vector de precios de CPR, invirtiendo el precio de bonificación como un costo, porque el objetivo es estudiar el comportamiento de la demanda frente al precio en base a la elasticidad.

⁷³ Para este ejercicio se modifica el vector de precios de CPR, invirtiendo el precio de bonificación como un costo, porque el objetivo es estudiar el comportamiento de la demanda frente al precio en base a la elasticidad.

⁷⁴ Para este ejercicio se modifica el vector de precios de CPR, invirtiendo el precio de bonificación como un costo, porque el objetivo es estudiar el comportamiento de la demanda frente al precio en base a la elasticidad.

Tabla 27: PORCENTAJE DE VARIACIÓN CONSUMO TOTAL RESPECTO AL CASO BASE PARA EL PERFIL G6.

	TOU	RTP	CPP	CPR ⁷⁵	Inclinado
Escenario Bajo	0,10%	0,24%	1,65%	-0,93%	0,34%
Escenario Medio	0,21%	0,50%	3,48%	-1,85%	0,73%
Escenario Alto	0,73%	1,79%	12,57%	-5,40%	2,69%

Tabla 28: PORCENTAJE DE VARIACIÓN CURVAS DE ELASTICIDAD EN HORAS DE PUNTA PARA EL PERFIL G6.

	TOU	RTP	CPP	CPR ⁷⁶	Inclinado
Escenario Bajo	-1,26%	-1,29%	-3,81%	-1,80%	-1,22%
Escenario Medio	-2,51%	-2,57%	-7,48%	-3,56%	-2,43%
Escenario Alto	-7,35%	-7,46%	-20,79%	-10,31%	-7,10%

7.9 Perfil Lo: Agrícola

Tabla 29: PORCENTAJE DE VARIACIÓN CONSUMO TOTAL RESPECTO AL CASO BASE PARA EL PERFIL LO.

	TOU	RTP	CPP	CPR ⁷⁷	Inclinado
Escenario Bajo	0,09%	0,22%	1,60%	-0,80%	0,33%
Escenario Medio	0,19%	0,46%	3,35%	-1,58%	0,71%
Escenario Alto	0,67%	1,65%	11,95%	-4,64%	2,60%

Tabla 30: PORCENTAJE DE VARIACIÓN CURVAS DE ELASTICIDAD EN HORAS DE PUNTA PARA EL PERFIL LO.

	TOU	RTP	CPP	CPR ⁷⁸	Inclinado
Escenario Bajo	-1,37%	-1,25%	-4,24%	-1,74%	-1,20%
Escenario Medio	-2,72%	-2,48%	-8,30%	-3,45%	-2,40%

⁷⁵ Para este ejercicio se modifica el vector de precios de CPR, invirtiendo el precio de bonificación como un costo, porque el objetivo es estudiar el comportamiento de la demanda frente al precio en base a la elasticidad.

⁷⁶ Para este ejercicio se modifica el vector de precios de CPR, invirtiendo el precio de bonificación como un costo, porque el objetivo es estudiar el comportamiento de la demanda frente al precio en base a la elasticidad.

⁷⁷ Para este ejercicio se modifica el vector de precios de CPR, invirtiendo el precio de bonificación como un costo, porque el objetivo es estudiar el comportamiento de la demanda frente al precio en base a la elasticidad.

⁷⁸ Para este ejercicio se modifica el vector de precios de CPR, invirtiendo el precio de bonificación como un costo, porque el objetivo es estudiar el comportamiento de la demanda frente al precio en base a la elasticidad.

Escenario Alto -7,93% -7,21% -22,88% -9,99% -7,02%

Anexo 7: Beneficios esperados en clientes finales

Para mayor detalle revisar los anexos de cálculo, en particular el **Anexo de Cálculo 5**.

7.10 Perfil H0: Hogar

Tabla 31: BENEFICIO TOTAL ESPERADO RESPECTO DE CURVA BASE H0.

Elasticidad	TOU	RTP	CPP	CPR	Inclinado
Escenario Bajo	0,09%	0,21%	1,49%	-5,75%	0,24%
Escenario Medio	0,17%	0,39%	2,81%	-2,18%	0,45%
Escenario Alto	0,38%	0,91%	6,47%	11,54%	1,08%

Para el caso del perfil H0, cuando se compara el ahorro porcentual de los clientes, respecto de la curva base (BT1a), los mejores resultados se obtienen con la estructura tarifaria asociada al Critical Peak Rebate (CPR). Logrando sobre un 10% de ahorro en los clientes finales en la componente asociada al precio nudo de la energía en el caso con elasticidad elevada. En el caso de los clientes con un perfil inelástico no es conveniente optar por el esquema CPR pues los beneficios se reducen considerablemente, incluso en el caso de baja elasticidad se produce un incremento de 5,75% en el cargo por energía respecto del caso base.

7.11 Perfil G5: Panadería

Tabla 32: BENEFICIO TOTAL ESPERADO RESPECTO DE CURVA BASE G5.

Elasticidad	TOU	RTP	CPP	CPR	Inclinado
Escenario Bajo	0,05%	0,17%	1,23%	-2,51%	0,18%
Escenario Medio	0,09%	0,31%	2,29%	-1,15%	0,34%
Escenario Alto	0,21%	0,74%	5,02%	4,08%	0,82%

Para el caso del perfil G5, cuando se compara el ahorro porcentual de los clientes, respecto de la curva base (BT1a), los mejores resultados se obtienen con la estructura tarifaria asociada al Critical Peak Pricing (CPP). Logrando sobre un 5% de ahorro en los clientes finales en la componente asociada al precio nudo de la energía en el caso con elasticidad alta.

7.12 Perfil G1: Oficina

Tabla 33: BENEFICIO TOTAL ESPERADO RESPECTO DE CURVA BASE G1.

Elasticidad	TOU	RTP	CPP	CPR	Inclinado

Escenario Bajo	0,03%	0,14%	0,87%	-1,40%	0,17%
Escenario Medio	0,06%	0,27%	1,62%	-0,68%	0,32%
Escenario Alto	0,13%	0,62%	3,47%	2,11%	0,76%

Para el caso del perfil G1, cuando se compara el ahorro porcentual de los clientes, respecto de la curva base (BT1a), los mejores resultados se obtienen con la estructura tarifaria asociada al Critical Peak Pricing (CPP). Logrando sobre un 3% de ahorro en los clientes finales en la componente asociada al precio nudo de la energía en el caso de elasticidad alta.

7.13 Perfil G2: Gimnasio

Tabla 34: BENEFICIO TOTAL ESPERADO RESPECTO DE CURVA BASE G2.

Elasticidad	TOU	RTP	CPP	CPR	Inclinado
Escenario Bajo	0,09%	0,21%	1,44%	-6,70%	0,23%
Escenario Medio	0,18%	0,39%	2,74%	-2,37%	0,43%
Escenario Alto	0,41%	0,91%	6,38%	14,26%	1,05%

Para el caso del perfil G2, cuando se compara el ahorro porcentual de los clientes, respecto de la curva base (BT1a), los mejores resultados se obtienen con la estructura tarifaria asociada al Critical Peak Rebate (CPR). Logrando sobre un 14% de ahorro en los clientes finales en la componente asociada al precio nudo de la energía en el caso de elasticidad alta.

7.14 Perfil Go: Retail

Tabla 35: BENEFICIO TOTAL ESPERADO RESPECTO DE CURVA BASE GO.

Elasticidad	TOU	RTP	CPP	CPR	Inclinado
Escenario Bajo	0,07%	0,20%	1,41%	-3,63%	0,24%
Escenario Medio	0,12%	0,37%	2,65%	-1,57%	0,46%
Escenario Alto	0,29%	0,86%	5,93%	6,36%	1,11%

Para el caso del perfil Go, cuando se compara el ahorro porcentual de los clientes, respecto de la curva base (BT1a), los mejores resultados se obtienen con la estructura tarifaria asociada al Critical Peak Rebate (CPR). Logrando en torno a un 6% de ahorro en los clientes finales en la componente asociada al precio nudo de la energía en el caso de elasticidad alta.

7.15 Perfil G6: Cine

Tabla 36: BENEFICIO TOTAL ESPERADO RESPECTO DE CURVA BASE G6.

Elasticidad	TOU	RTP	CPP	CPR	Inclinado
Escenario Bajo	0,03%	0,14%	0,87%	-1,40%	0,17%

Escenario Bajo	0,09%	0,21%	1,46%	-6,51%	0,26%
Escenario Medio	0,17%	0,40%	2,76%	-2,33%	0,50%
Escenario Alto	0,40%	0,94%	6,41%	13,68%	1,21%

Para el caso del perfil G6, cuando se compara el ahorro porcentual de los clientes, respecto de la curva base (BT1a), los mejores resultados se obtienen con la estructura tarifaria asociada al Critical Peak Rebate (CPR). Logrando sobre un 13% de ahorro en los clientes finales en la componente asociada al precio nudo de la energía en el caso de elasticidad alta.

7.16 Perfil Lo: Agrícola

Tabla 37: BENEFICIO TOTAL ESPERADO RESPECTO DE CURVA BASE LO.

Elasticidad	TOU	RTP	CPP	CPR	Inclinado
Escenario Bajo	0,09%	0,19%	1,49%	-5,61%	0,26%
Escenario Medio	0,16%	0,37%	2,81%	-2,15%	0,49%
Escenario Alto	0,38%	0,86%	6,47%	11,14%	1,17%

Para el caso del perfil Lo, cuando se compara el ahorro porcentual de los clientes, respecto de la curva base (BT1a), los mejores resultados se obtienen con la estructura tarifaria asociada al Critical Peak Rebate (CPR). Logrando sobre un 10% de ahorro en los clientes finales en la componente asociada al precio nudo de la energía en el caso de elasticidad alta. En el caso de que los clientes opten por el esquema CPR verán un incremento en su facturación, en caso de que su perfil de consumo sea inelástico.

Anexo 9: Esquema tarifario óptimo según perfil de consumo

7.17 Perfil Ho: Hogar

Para definir el esquema tarifario óptimo asociado con el perfil de consumo Ho se emplean las fórmulas tarifarias vigentes en el decreto 5T/2024. Cuando se emplea el caso de Enel Distribución, dentro del Sistema de Transmisión Zonal D, considerando los parámetros asociados a julio de 2025 se obtienen los siguientes resultados para la combinación de esquemas tarifarios.

Tabla 38: RESULTADOS CARGOS ENERGÍA Y POTENCIA 5T/2024.

Tarifa	Cargo por Energía [\$/kWh]	Cargo por Potencia [\$/kW]
BT1a	92,28	24,74
TRBT, TRBT2, TRBT3, BT5, BT6	92,28	9.987,93
TRAT, TRAT2, TRAT3, AT5, AT6	87,36	9.505,08
TRAT1	87,36	23,55
BT2PP, BT3PP	92,28	16.717,28
BT2PPP, BT3PPP	92,28	12.349,05
BT4	92,28	13.669,88
AT2PP, AT3PP	87,36	11.461,36
AT2PPP, AT3PPP	87,36	6.962,07
AT4	87,36	9.831,12

Considerando las restricciones propias de un perfil de consumo

- Potencia conectada inferior a 10 kW.
- Medición en baja tensión.

Se concluye, por tanto, que la tarifa óptima vigente para un perfil de consumo doméstico corresponde al esquema **BT1a**.

7.18 Perfil G5: Panadería

Considerando los resultados presentes en la Tabla 32 y teniendo en vista las siguientes restricciones para un perfil de consumo G5:

- Potencia conectada superior a 10 kW.
- Debe contar con dispositivos SMMC.
- Medición en baja tensión.

Se concluye, por tanto, que la tarifa óptima vigente para un perfil de consumo G5 corresponde al grupo de esquemas tarifarios TRBT, TRBT2, TRBT3, BT5 ó BT6.

7.19 Perfil G1: Oficina

Considerando los resultados presentes en la Tabla 33 y teniendo en vista las siguientes restricciones para un perfil de consumo G1:

- Potencia conectada inferior a 10 kW.
- Medición en baja tensión.

Se concluye, por tanto, que la tarifa óptima vigente para un perfil de consumo G1 corresponde al esquema BT1a.

7.20 Perfil G2: Gimnasio

Considerando los resultados presentes en la Tabla 34 y teniendo en vista las siguientes restricciones para un perfil de consumo G2:

- Debe contar con dispositivos SMMC.
- Medición en baja tensión.

Se concluye, por tanto, que la tarifa óptima vigente para un perfil de consumo G2 corresponde al grupo de esquemas tarifarios TRBT, TRBT2, TRBT3, BT5 ó BT6.

7.21 Perfil Go: Retail

Considerando los resultados presentes en la Tabla 35 y teniendo en vista las siguientes restricciones para un perfil de consumo Go:

- Debe contar con dispositivos SMMC.
- Medición en alta tensión.
- Potencia conectada inferior a 10 kW.

Se concluye, por tanto, que la tarifa óptima vigente para un perfil de consumo Go corresponde al esquema tarifario TRAT1.

7.22 Perfil G6: Cine

Considerando los resultados presentes en la Tabla 36 y teniendo en vista las siguientes restricciones para un perfil de consumo G6:

- Debe contar con dispositivos SMMC.
- Medición en alta tensión.
- Potencia conectada superior a 10 kW.

Se concluye, por tanto, que la tarifa óptima vigente para un perfil de consumo G6 corresponde al esquema tarifario TRAT.

7.23 Perfil Lo: Agrícola

Considerando los resultados presentes en la Tabla 37 y teniendo en vista las siguientes restricciones para un perfil de consumo Lo:

- Medición en alta tensión.

- Potencia conectada superior a 10 kW.

Se concluye, por tanto, que la tarifa óptima vigente para un perfil de consumo L0 corresponde al esquema tarifario **AT2PPP**⁷⁹.

⁷⁹ AT2 parcialmente presente en punta.

Anexo 10: Experimento de campaña comunicacional e incentivos financieros en Reino Unido

El artículo llamado “Market Failures and willingness to accept smart meters: Experimental Evidence from the UK” explora diferentes incentivos comunicacionales y financieros a fin de identificar los principales promotores para la adopción de sistemas de medición inteligente.

La Figura 30 ilustra la información base entregada a los usuarios, a quienes se les presenta la tecnología de medición inteligente de forma simplificada.

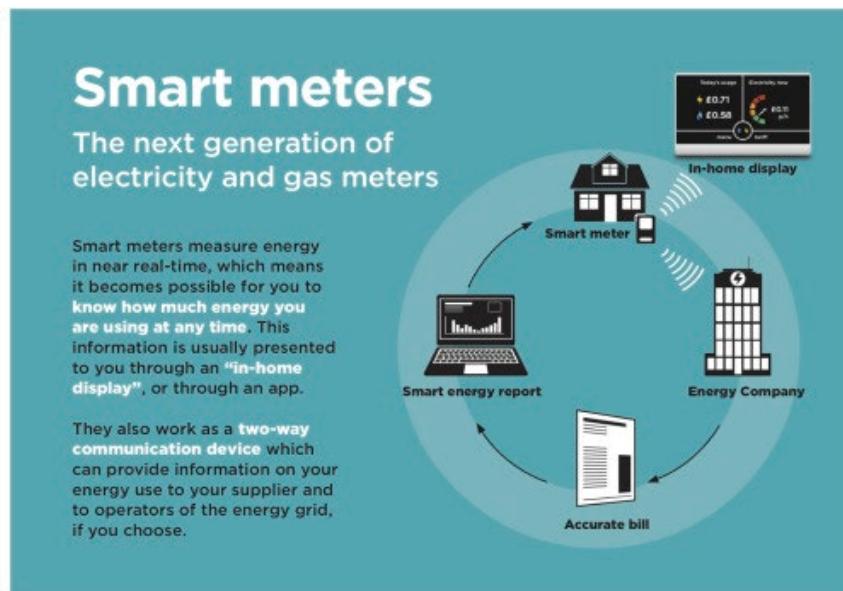


Figura 30: Información base para todos los grupos

Posteriormente se presentan 4 tipos de tratamientos aplicados al grupo de estudio, ilustrados en la Figura 31, en donde cada uno recibe estímulos comunicacionales diferentes, a fin de identificar cual información promueve los niveles de adopción deseados.

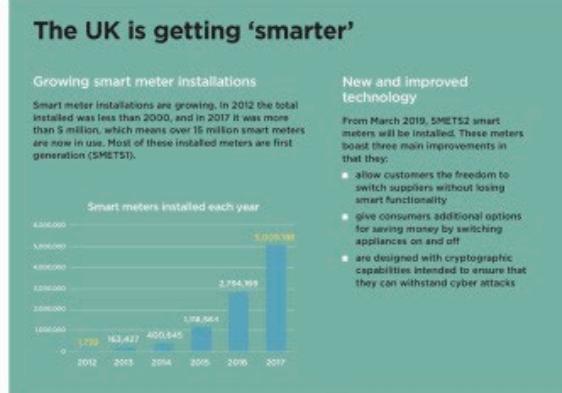


Control

Treatment 1: Private Benefits



Treatment 2: Social Benefits



Treatment 3: Mature Technology

Figura 31: Tipos de tratamiento comunicacional aplicados a la población

Listado de figuras

Figura 1: Análisis normativo de tarifas	11
Figura 2: Análisis Normativo De Medidores	20
Figura 3: Arquitectura de comunicaciones propuesta para los SMMC (CNE)	25
Figura 4: Mapa global del grado de adopción de medidores inteligentes por país a 2024.....	32
Figura 5: Instalación Anual De Medidores Inteligentes En Reino Unido.....	43
Figura 6: Estrategia Para La Comunicación Pública Del Despliegue De Medición Inteligente.....	49
Figura 7: Factores Que Influencian La Adopción De Tecnologías Y Programas De Gestión.....	50
Figura 8: Esquematización Del Rol De La Conexión A La Naturaleza Y Adopción Tecnológica.....	50
Figura 9: Tratamientos alternativos en cuanto a incentivos de información	52
Figura 10: Figura ilustrativa respecto al proceso de simulación.	55
Figura 11: ToU de dos niveles	57
Figura 12: Real-Time Electricity Tracker (IEA).....	58
Figura 13: Esquema Critical Peak Pricing	60
Figura 14: Esquema Critical Peak Rebate.....	61
Figura 15: Esquema de tarifa en bloque creciente.....	62
Figura 16: Perfil de consumo H0 (hogares) en Alemania BDEW	65
Figura 17: Bloques Horarios Tou De Dos Niveles	67
Figura 18: Curva de variación del CMg promedio para la barra Apoquindo 013 entre enero y julio de 2025.....	68
Figura 19: Vectores de Precios Opciones Tarifarias.....	72
Figura 20: Comparación esquemas tarifarios.	73
Figura 21: Perfil de consumo H0 escenario de elasticidad alta	74
Figura 22: Variación porcentual en demanda vs elasticidad perfil H0.....	75
Figura 23: Curva de costo-consumo H0 elasticidad alta.....	75
Figura 24: Beneficio porcentual esperado H0	76
Figura 25: Efectos en la cuenta final de esquema CPP para H0 en escenario de elasticidad alta.....	77
Figura 26: Efectos en la cuenta final de esquema CPR para H0 en escenario de elasticidad baja.....	77
Figura 27: Variación en el consumo horas de punta CPP vs BT1a H0	80
Figura 28: Comportamiento de la demanda frente al precio.....	81
Figura 29: Cargos Que Se Aplican A Cada Tarifa.	98
Figura 30: Información base para todos los grupos.....	116
Figura 31: Tipos de tratamiento comunicacional aplicados a la población	117

Listado de tablas

Tabla 1: RESUMEN DE RECOMENDACIONES DE MODIFICACIÓN SEGÚN GRADO DE URGENCIA	26
Tabla 2: RESUMEN DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL – ALEMANIA.....	34
Tabla 3: RESUMEN DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL – AUSTRALIA	37
Tabla 4: RESUMEN DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL – CALIFORNIA.....	39
Tabla 5: RESUMEN DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL – REINO UNIDO.....	43
Tabla 6: RESUMEN COMPARATIVO DE LAS POLÍTICAS PÚBLICAS POR PAÍS.	54
Tabla 7: RESUMEN CONDICIONES DE IMPLEMENTACIÓN DE ESQUEMAS TARIFARIOS	62
Tabla 8: PERFILES DE CONSUMO BDEW.....	64
Tabla 9: CARGOS DE ENERGÍA Y POTENCIA CORRESPONDIENTE A LA TARIFA BT1A.	66
Tabla 10: RESUMEN DE SIMULACIÓN DE ESQUEMAS TARIFARIOS.	71
Tabla 11: NORMAS LGSE REFERIDAS A PRECIOS DE GENERACIÓN - TRANSPORTE	86
Tabla 12: NORMAS LGSE REFERIDAS A CLIENTES REGULADOS Y SISTEMAS DE MEDICIÓN.....	88
Tabla 13: RESUMEN OPCIONES TARIFARIAS.	95
Tabla 14: ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE NORMA Y ANEXO TÉCNICO.....	100
Tabla 15: FÓRMULAS TARIFARIAS DS 5T/2024 (VAD 2020–2024).	103
Tabla 16: RESULTADOS CARGOS ENERGÍA Y POTENCIA 5T/2024.	103
Tabla 17: PORCENTAJE DE VARIACIÓN CONSUMO TOTAL RESPECTO AL CASO BASE PARA EL PERFIL H0	105
Tabla 18: PORCENTAJE DE VARIACIÓN CURVAS DE ELASTICIDAD EN HORAS DE PUNTA PARA EL PERFIL H0	105
Tabla 19: PORCENTAJE DE VARIACIÓN CONSUMO TOTAL RESPECTO AL CASO BASE PARA EL PERFIL G5	105
Tabla 20: PORCENTAJE DE VARIACIÓN CURVAS DE ELASTICIDAD EN HORAS DE PUNTA PARA EL PERFIL G5	105
Tabla 21: PORCENTAJE DE VARIACIÓN CONSUMO TOTAL RESPECTO AL CASO BASE PARA EL PERFIL G1	106
Tabla 22: PORCENTAJE DE VARIACIÓN CURVAS DE ELASTICIDAD EN HORAS DE PUNTA PARA EL PERFIL G1.....	106
Tabla 23: PORCENTAJE DE VARIACIÓN CONSUMO TOTAL RESPECTO AL CASO BASE PARA EL PERFIL G2	106
Tabla 24: PORCENTAJE DE VARIACIÓN CURVAS DE ELASTICIDAD EN HORAS DE PUNTA PARA EL PERFIL G2	107
Tabla 25: PORCENTAJE DE VARIACIÓN CONSUMO TOTAL RESPECTO AL CASO BASE PARA EL PERFIL G0.....	107
Tabla 26:PORCENTAJE DE VARIACIÓN CURVAS DE ELASTICIDAD EN HORAS DE PUNTA PARA EL PERFIL G0.....	107
Tabla 27: PORCENTAJE DE VARIACIÓN CONSUMO TOTAL RESPECTO AL CASO BASE PARA EL PERFIL G6.....	108
Tabla 28: PORCENTAJE DE VARIACIÓN CURVAS DE ELASTICIDAD EN HORAS DE PUNTA PARA EL PERFIL G6.....	108
Tabla 29: PORCENTAJE DE VARIACIÓN CONSUMO TOTAL RESPECTO AL CASO BASE PARA EL PERFIL L0.....	108
Tabla 30: PORCENTAJE DE VARIACIÓN CURVAS DE ELASTICIDAD EN HORAS DE PUNTA PARA EL PERFIL L0.....	108
Tabla 31: BENEFICIO TOTAL ESPERADO RESPECTO DE CURVA BASE H0.....	110
Tabla 32: BENEFICIO TOTAL ESPERADO RESPECTO DE CURVA BASE G5.....	110
Tabla 33: BENEFICIO TOTAL ESPERADO RESPECTO DE CURVA BASE G1.....	110
Tabla 34: BENEFICIO TOTAL ESPERADO RESPECTO DE CURVA BASE G2.....	111
Tabla 35: BENEFICIO TOTAL ESPERADO RESPECTO DE CURVA BASE G0	111
Tabla 36: BENEFICIO TOTAL ESPERADO RESPECTO DE CURVA BASE G6.....	111
Tabla 37: BENEFICIO TOTAL ESPERADO RESPECTO DE CURVA BASE L0.....	112
Tabla 38: RESULTADOS CARGOS ENERGÍA Y POTENCIA 5T/2024.....	113

www.energypartnership.cl

