

“Diagnóstico de mejoramiento normativo de los sistemas medianos de la región de Aysén”

Informe Final Corregido

Preparado
Por

IESD S.p.A.

para

CIEP

03 de junio de 2024

Índice

Introducción	3
Capítulo 1 : Situación actual de los SSMM de la región de Aysén	5
1. Contexto geográfico y demográfico de las regiones de los SSMM	5
2. Regulación actual de los SSMM	10
2.1. Concepto.	10
2.2. Principios de explotación aplicables en los SSMM.	12
2.3. Objetivos del proceso Tarifario	13
2.4. Ingreso de una nueva central entre proceso tarifarios.....	15
2.5. Exigibilidad normativa.	15
2.6. De la Coordinación.	16
2.7. Resolución de controversias	18
2.8. Del rol del Comité Coordinador.	18
3. Breve análisis del desarrollo del marco normativo los SSMM de Aysén	20
3.1. Período previo al DFL 1 de 1982.....	20
3.2. Período comprendido entre el DFL1 de 1982 y la ley 19.940 de 2004.....	20
3.3. Período desde la ley 19.940 de 2004:	21
Capítulo 2 : Diagnóstico compartido	23
1. Problemas detectados desde las entrevistas	24
1.1. Calidad de Vida, Salud y Medio Ambiente	24
1.2. Desarrollo económico de la región	26
1.3. Centralismo en la toma de decisiones.....	27
2. Barreras Identificadas.....	27
Capítulo 3 : Elementos base para una nueva regulación	30
1. Tarificación de Servicios Básicos en Zonas Extremas considerando Subsidios Cruzados ...	31
1.1. Equidad y cohesión social	31
1.2. Desarrollo económico equilibrado.....	31
1.3. Seguridad y soberanía nacional	31
1.4. Inclusión y diversidad territorial	32
1.5. Sostenibilidad y resiliencia.....	32
Capítulo 4 : Propuesta de Nuevo Marco regulatorio.....	33
1. Ajustes de los procesos de tarificación y expansión	34
1.1. Descripción general de la propuesta.....	34
1.2. Nuevo Proceso cuadrienal de Expansión y Tarificación.....	36
1.3. Informe Técnico de previsión de demanda de SSMM.....	39
1.4. Informe Técnico de requerimientos de oferta regulada.....	39

Informe Final

IESD-CIEP:

“Diagnóstico de mejoramiento normativo de los sistemas medianos de la región de Aysén”

1.5.	Informe Técnico de requerimientos de expansión de la Transmisión	40
1.6.	Política Energética Regional (PER).....	41
2.	Otros ajustes a la normativa	42
2.1.	Tarificación.....	42
2.1.1.	Inclusión de los precios de nudo de generación - transporte de los SSMM al mecanismo de PNP	42
2.1.2.	Mecanismo de Equidad Tarifaria Regional.....	43
2.1.3.	Estructuras Tarifarias.....	44
2.2.	Netbilling y PMGD	44
2.2.1.	Netbilling	44
2.2.2.	PMGD	45
2.3.	Clientes Libres.....	45
2.4.	Giro único	46
2.5.	Permisología	46
2.6.	Institucionalidad.....	46
2.6.1.	Creación de una unidad especializada y exclusiva en el Coordinador	46
2.6.2.	Refuerzo de los organismos involucrados en el proceso	46
2.6.3.	Refuerzo de capacidades en la región	47
2.7.	Transición	47
Capítulo 5 : Indicaciones al proyecto de ley en trámite.....		48
1.	Análisis comparativo de la propuesta con Proyecto de Ley en trámite	48
1.1.	Aspectos generales.....	48
1.2.	Definición y categorización de los sistemas medianos y aislados.....	48
1.3.	Actualización del procedimiento de expansión y tarificación	50
1.4.	Traspaso de costos a los clientes – medidas de Tarificación	54
1.5.	Otras materias.....	55
1.5.1.	De la coordinación de los SSMM	55
1.5.2.	Planes Estratégicos de Energía en Regiones.	56
1.5.3.	Decreto de racionamiento.	56
Anexos 57		
Anexo 1.	Capacidad instalada y generación real.....	57
1.	Sistema Mediano de Aysén	57
2.	Sistema Mediano de General Carrera.....	58
3.	Sistema Mediano de Palena.....	59
4.	Sistema Mediano de Puerto Cisne.....	60
Anexo 2.	Cita de normas.....	61
Anexo 3.	Listado de representantes de instituciones, organizaciones y empresas entrevistas....	64

Introducción

El presente Informe es el producto final de la consultoría “Diagnóstico de mejoramiento normativo de los sistemas medianos de la región de Aysén”, encargado por el Gobierno Regional de Aysén, a través del el Centro de Investigación en Ecosistemas de la Patagonia (CIEP), mediante la correspondiente licitación pública, a la consultora IESD.

El objetivo de la consultoría era estudiar la normativa eléctrica aplicable a los sistemas medianos y generar un proyecto de Ley que modifique su regulación vigente con mejoras legales concretas, incluyendo un análisis de las consecuencias de cada modificación normativa en los generadores actuales y futuros, en los consumidores residenciales y consumidores industriales

En ese marco, se desarrolló la consultoría incorporando una serie de actividades participativas para efectos de ir validando con los actores de la región, sus hallazgos y conclusiones. Así, se sostuvieron entrevistas con 17 actores representantes de diversas instituciones del sector público y privado (Ver Anexo 3).

Por otra parte, se sostuvieron diversos talleres presenciales, en la ciudad de Coyhaique, durante los meses de noviembre de 2023, enero 2024 y marzo de 2024 y uno virtual en el mismo mes de enero de 2024. En estos talleres se expusieron los avances de la consultoría y se fueron recogiendo opiniones para validar o descartar propuestas y, previamente, consensuar un diagnóstico

Es relevante hacer presente que durante el transcurso de la consultoría se presentó, por parte del Gobierno, el proyecto de ley que perfecciona los sistemas medianos en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), boletín N° 16.627-08, que se encuentra radicado en la Cámara de Diputadas y Diputados, Comisión de Minería y Energía.

Dado lo anterior, el objetivo de la consultoría fue ajustado en orden a preparar indicaciones al referido proyecto, en vez de generar una iniciativa propia.

Así, el presente Informe Final se estructura en los siguientes capítulos que recogen el desarrollo de todo el proceso de la consultoría y en el que han quedado plasmados los aportes de diversos actores a través de una metodología participativa: en primer lugar, la situación actual de los Sistemas Medianos de la región de Aysén (Capítulo 1); luego, el Diagnóstico Compartido que aborda los problemas de los cuales se harán cargo las propuestas de ajuste de la regulación (Capítulo 2); en tercer lugar, se presentan los elementos base de la propuesta (Capítulo 3) donde aparecen sus justificaciones generales, atendiendo especialmente a las particularidades geográficas y demográficas de la región; el siguiente capítulo 4 se hace cargo de presentar las propuestas de cambios regulatorios para los sistemas medianos de la región de Aysén y que -como hemos señalado- fueron sancionadas en diversas instancias participativas; por último, en

el capítulo 5, se da cuenta del análisis del proyecto de ley presentado por el Ejecutivo en comparación con las propuestas formuladas en el marco de la presente consultoría y, por ende, de las indicaciones que habría que presentar para hacerse cargo de las brechas entre ambos instrumentos, incluyendo una mención a las acciones necesarias para la implementación de las alternativas seleccionadas y plazos de asociados.

Capítulo 1 : Situación actual de los SSMM de la región de Aysén

Los Sistemas Medianos son conceptualizados en la Ley General de Servicios Eléctricos, (en adelante LGSE o Ley) como aquellos sistemas cuya capacidad instalada de generación es inferior a 200 megawatts (MW) y superior a 1.500 kilowatts (kW) (art.173°).

1. Contexto geográfico y demográfico de las regiones de los SSMM

Como una cosa previa a cualquier análisis de cambios regulatorios y sus posibles efectos, existe una línea base dada por las condiciones geográficas y demográficas de las zonas donde hoy están desarrollados los Sistemas Medianos. Para ser más específicos, las regiones de Aysén y Magallanes poseen los índices de densidad poblacional más bajos del país como se muestra en la siguiente tabla confeccionada a partir de los resultados del Censo 2017.

Tabla N° 1: Densidad Demográfica regional de acuerdo a Censo 2017 ordenado geográficamente.

Densidad Poblacional por Región Censo 2017 ordenado Geográficamente					
Región	Población	% Población @Total	% Población Acumulado	Superficie (km²)	Densidad (hab/km²)
Arica y Parinacota	226,068	1.3%	1.3%	16,866	13.40
Tarapacá	330,558	1.9%	3.2%	42,226	7.83
Antofagasta	607,534	3.5%	6.6%	126,049	4.82
Atacama	286,168	1.6%	8.3%	75,661	3.78
Coquimbo	757,586	4.3%	12.6%	40,678	18.62
Valparaíso	1,815,902	10.3%	22.9%	16,396	110.75
Región Metropolitana de Santiago	7,112,808	40.5%	63.4%	15,403	461.77
Libertador General Bernardo O'Higgins	914,555	5.2%	68.6%	16,386	55.81
Maule	1,044,950	5.9%	74.5%	30,341	34.44
Ñuble	480,609	2.7%	77.3%	13,179	36.47
Biobío	1,556,805	8.9%	86.1%	37,344	41.69
La Araucanía	957,224	5.4%	91.6%	31,820	30.08
Los Ríos	384,837	2.2%	93.7%	18,580	20.71
Los Lagos	828,708	4.7%	98.5%	48,584	17.06
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	103,158	0.6%	99.1%	108,494	0.95
Magallanes y de la Antártica Chilena	166,533	0.9%	100.0%	132,291	1.26
Total	17,574,003	100.0%	-	770,300	22.81

La tabla anterior muestra los datos de población y superficie por regiones ordenadas geográficamente de Norte a Sur; al reordenar los datos en función de la densidad definida, las regiones más australes permanecen en el fondo de la tabla, relegando al último lugar a la región de Aysén.

La comparación relativa entre la región menos densa y la región más densa es casi de 500 veces, y el promedio respecto de Aysén está 24 veces por arriba. También se puede decir que el 80% de la población vive en zonas más de 20 veces más densas que Aysén y finalmente que más del 98% de la población vive en zonas más de cuatro veces por sobre la densidad de Aysén.

Tabla N° 2: Densidad Demográfica regional de acuerdo a Censo 2017 ordenado por densidad.

Densidad Poblacional por Región Censo 2017 ordenado por densidad					
Región	Población	% Población @Total	% Población Acumulado	Superficie (km²)	Densidad (hab/km²)
Región Metropolitana de Santiago	7,112,808	40.5%	40.5%	15,403	461.77
Valparaíso	1,815,902	10.3%	50.8%	16,396	110.75
Libertador General Bernardo O'Higgins	914,555	5.2%	56.0%	16,386	55.81
Biobío	1,556,805	8.9%	64.9%	37,344	41.69
Ñuble	480,609	2.7%	67.6%	13,179	36.47
Maule	1,044,950	5.9%	73.5%	30,341	34.44
La Araucanía	957,224	5.4%	79.0%	31,820	30.08
Los Ríos	384,837	2.2%	81.2%	18,580	20.71
Coquimbo	757,586	4.3%	85.5%	40,678	18.62
Los Lagos	828,708	4.7%	90.2%	48,584	17.06
Arica y Parinacota	226,068	1.3%	91.5%	16,866	13.40
Tarapacá	330,558	1.9%	93.4%	42,226	7.83
Antofagasta	607,534	3.5%	96.8%	126,049	4.82
Atacama	286,168	1.6%	98.5%	75,661	3.78
Magallanes y de la Antártica Chilena	166,533	0.9%	99.4%	132,291	1.26
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	103,158	0.6%	100.0%	108,494	0.95
Total	17,574,003	100.0%	-	770,300	22.81

¿Pero lo anterior, qué repercusiones tiene sobre el desarrollo de los SSMM?, para poder responder a cabalidad esta pregunta se analizan, en primer lugar, otras cifras de mérito como, por ejemplo, los kilómetros de red por puntos de suministro, cifras que están contenidas en la siguiente tabla.

Tabla N° 3: Relación entre kilómetros de red y número de puntos de consumo abastecidos.

Dx	EMPRESA	Puntos de Consumo abastecidos	% Punto de Consumo @ Total	% Punto de Consumo acumulado	km de red	Densidad puntos/km
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	1988768	27.25%	27.25%	17809	111.7
14	EEPA	63051	0.86%	28.11%	588	107.2
6	CHILQUINTA	660298	9.05%	37.16%	9099	72.6
9	LITORAL	66753	0.91%	38.08%	1034	64.6
12	COLINA	21717	0.30%	38.37%	346	62.8
25	EDELMAG	69490	0.95%	39.33%	1201	57.9
18	CGED	3152959	43.20%	82.53%	65960	47.8
23	SAESA	499438	6.84%	89.37%	23564	21.2
13	EE TILTIL	3261	0.04%	89.42%	175	18.6
24	EDELAYSEN	51057	0.70%	90.12%	3076	16.6
29	CEC	13679	0.19%	90.30%	855	16.0
40	CRELL	33241	0.46%	90.76%	2460	13.5
31	LUZ LINARES	39965	0.55%	91.31%	2979	13.4
22	FRONTEL	399118	5.47%	96.78%	32721	12.2
28	ENERGÍA CASABLANCA	7387	0.10%	96.88%	688	10.7
33	COPELEC	81991	1.12%	98.00%	9213	8.9
21	COPELAN	30831	0.42%	98.42%	3551	8.7
32	LUZ PARRAL	28639	0.39%	98.81%	3612	7.9
34	COELCHA	19911	0.27%	99.09%	3286	6.1
35	SOCOPEPA	9933	0.14%	99.22%	1664	6.0
39	LUZ OSORNO	28204	0.39%	99.61%	4821	5.9
26	CODINER	20098	0.28%	99.89%	3548	5.7
36	COOPREL	8367	0.11%	100.00%	1874	4.5
	Total	7298156	100.00%		194124	37.6

La densidad o intensidad nominal de uso de la red muestra que Aysén, abastecida por la concesionara de distribución EDELAYSEN, está por debajo de EDELMAG y de las grandes distribuidoras, acompañada mayoritariamente por

Cooperativas Eléctricas que, dicho sea de paso, por ley se les otorga un tratamiento especial y diferenciado en el proceso de cálculo del Valor Agregado de Distribución.

De una inspección del sistema GIS¹ que muestra las redes de distribución geográficamente localizadas de las distribuidoras más grandes y las distribuidoras de los SSMM, se visualiza lo siguiente:

Figura N° 1: Disposición Geográfica de las Redes de Distribución de **CGE**



Figura N° 2: Disposición Geográfica de las Redes de Distribución de **ENEL**

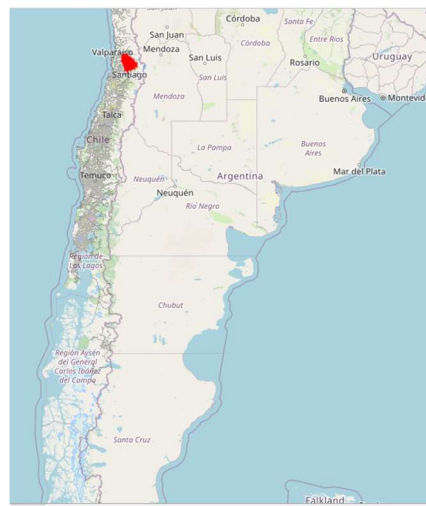
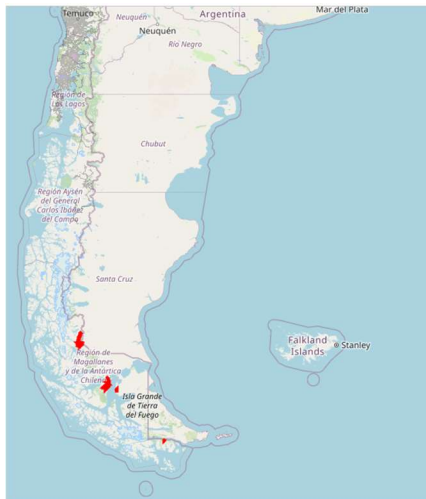


Figura N° 3: Disposición Geográfica de las Redes de Distribución de **EDELAYSÉN**



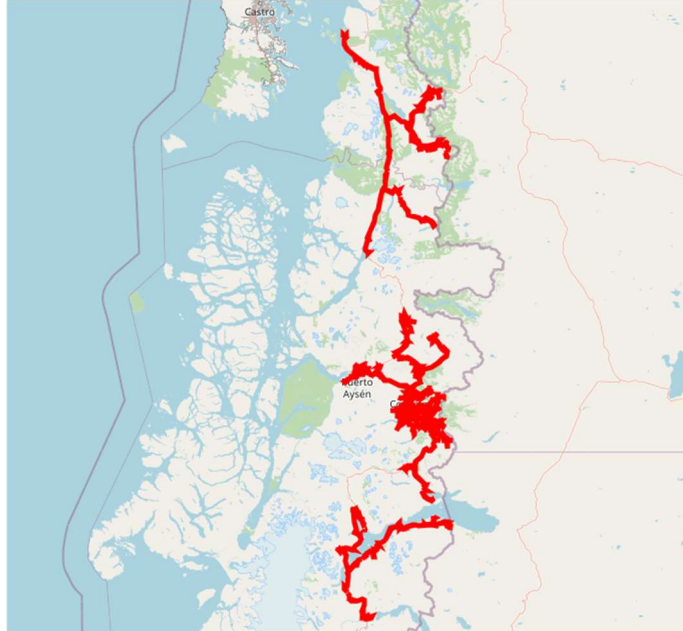
Figura N° 4: Disposición Geográfica de las Redes de Distribución de **EDELMAG**



¹ <https://apps.sec.cl/GisElect/index.html>

Haciendo un acercamiento a la zona de concesión de EDELAYSEN se aprecia la dimensión geográfica de la red que, comparada con ENEL, CGE y EDELMAG, se aprecia menos densa.

Figura N° 5: Disposición Geográfica de las Redes de Distribución de **EDELAYSEN** (acercamiento)



Tanto de las tablas como de las figuras anteriores, se desprende que el desafío del desarrollo y operación de los sistemas eléctricos abarca mucho territorio con pocos habitantes y con relativamente bajos consumos.

Si se compara la generación de energía eléctrica del año 2017 con la población en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) junto al SSMM de Los Lagos, y los SSMM de Aysén y Magallanes, se llega a las cifras de mérito siguientes, que contienen la información del consumo residencial, comercial, industrial y minero.

Tabla N° 4: Relación entre población y energía eléctrica producida en los distintos sistemas eléctricos.

Sistema	Población	MWh	MWh/Hab
SEN+SMM LL	17,304,312	74,156,518	4.285
Aysen	103,158	160,359	1.554
Magallanes	166,533	330,060	1.982
Total	17,574,003	74,646,937	4.248

Estas cifras muestran que el uso de la electricidad en la región de Aysén representa el consumo más bajo del país. Se configura así un escenario con una combinación de características que conllevan a que los desarrollos de red y de oferta de generación sean, en términos de costos medios, de los más altos del país debido a economías de escala y a la intensidad de uso. Esta es la realidad que debe

enfrentar cualquier cambio regulatorio. Si bien es cierto que modificaciones del marco regulatorio pueden permitir e impulsar desarrollos más eficientes y económicos, dicho impulso aún dejará a la región de Aysén con precios relativamente altos.

Lo anterior es un problema estructural que no tiene una solución pura desde la regulación y debe ser una decisión de política pública la que guíe los desarrollos regulatorios. Un ejemplo de ese tipo de decisiones de política pública, que se alejan de la ortodoxia regulatoria propensa a la tarificación costo efectiva, es la decisión adoptada por el regulador y el legislador en la ley 20.018 del año 2005. Esta ley incluye específicamente la conceptualización y finalmente la materialización de un mecanismo de salvaguarda, que protege a los clientes regulados de las concesionarias de distribución que coyunturalmente tuvieran resultados de licitación de suministros con precios altos en sus contratos. El precio de suministro para sus clientes finales se fija mediante la aplicación de un gran promedio que considera los distintos precios de los contratos de cada concesionaria de distribución, es decir, se diferencia entre los costos de suministro, que son los contratos, y el precio que se traspa a los clientes finales, que será el resultado de este mecanismo de salvaguarda denominado “precio de nudo promedio” o PNP. El precio de nudo promedio es un subsidio cruzado entre clientes regulados de las distintas concesionarias de distribución.

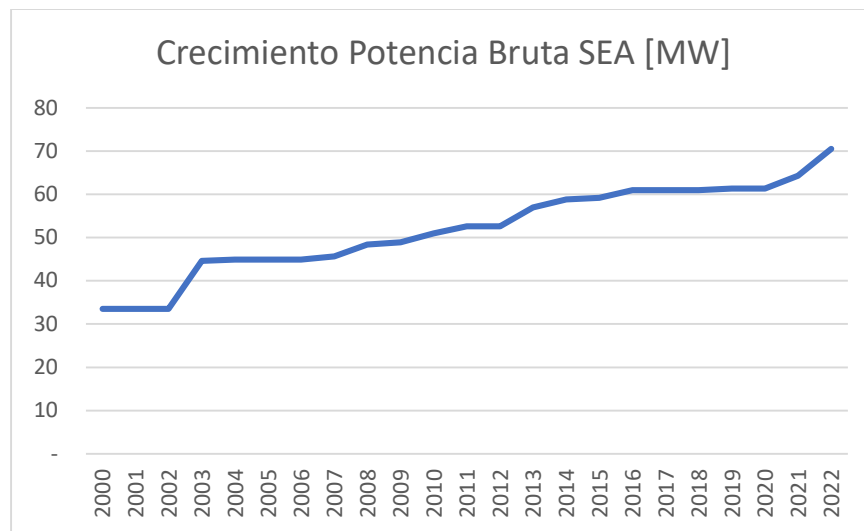
2. Regulación actual de los SSMM

2.1. Concepto.

En la actualidad en la región de Aysén existen 4 Sistemas Medianos: el Sistema de Aysén con una capacidad instalada de 60MW; el Sistema de General Carrera con una capacidad instalada de 5,44 MW; el Sistema de Palena con una capacidad instalada de 7,18 MW; y el Sistema de Puerto Cisnes con una capacidad instalada de 1,67 MW.

A continuación, se muestra la evolución de la capacidad instalada del Sistema Eléctrico de Aysén (SEA), compuesto hasta el año 2022 por los Sistemas de Aysén, Gral. Carrera y Palena.

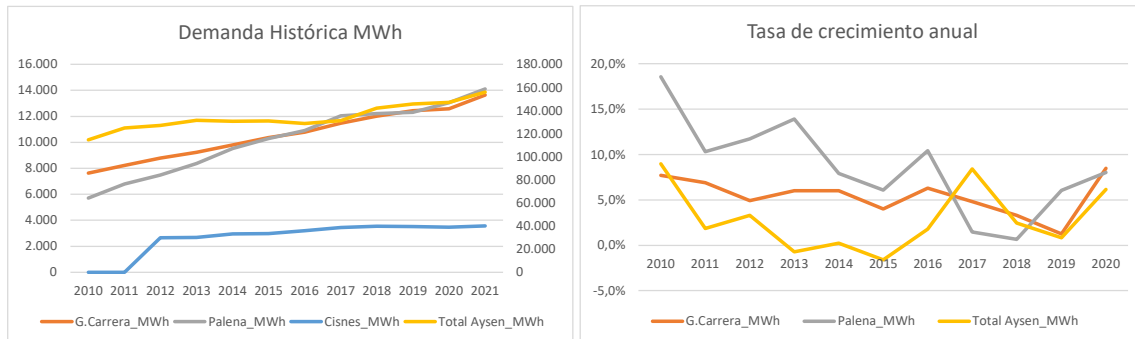
Gráfico N° 1: Evolución Capacidad Instalada SEA



Si comparamos la capacidad instalada del SEA con la del Sistema Eléctrico Nacional se observa que esta representa el 0,21%.

Por su parte, la demanda del SEA ha tenido la siguiente evolución:

Gráfico N° 2: Evolución de Demanda de Energía de los SSMM de Aysén



Se debe tener presente que todos los Sistemas Medianos del SEA son operados por la empresa Edelaysén que da suministro a 51.047 clientes.

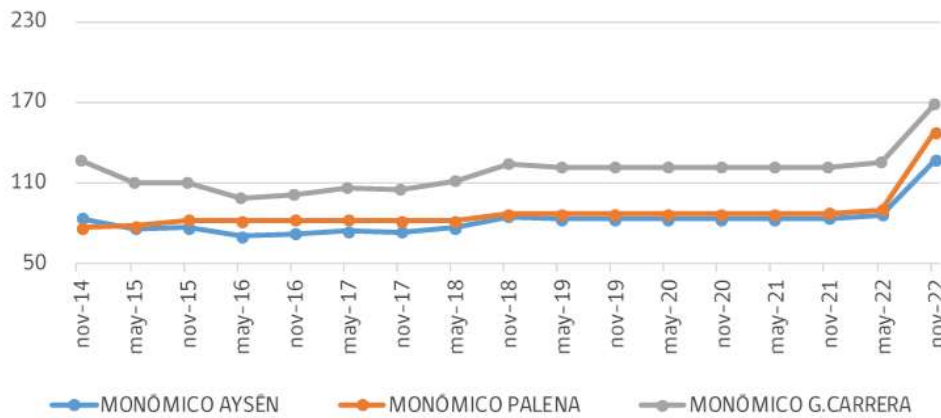
En particular la Ley, en sus artículos 173° al 180°, el Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos (DS 229)² y el Reglamento de Operación y Administración de los Sistemas Medianos³ (DS 23), establecen el marco regulatorio para la tarificación, planificación y expansión obligatoria de inversiones en los Sistemas Medianos (en adelante e indistintamente SSMM). De este modo, de acuerdo con la normativa citada, le corresponde a la Comisión Nacional de Energía (en adelante e indistintamente CNE o Comisión), cada cuatro años, desarrollar el proceso de valorización y expansión de los SSMM, cuyo objetivo principal es determinar los planes de expansión y fijar los precios de nudo regulados de generación y transmisión de cada sistema mediano.

Así, en base al mandato legal, es la Comisión la que cada cuatro años, y en base a una proyección de demanda determina los planes de expansión de generación y transmisión y fija los precios de nudo traspasables a los usuarios. La evolución de los precios de nudo resultantes de este proceso son los siguientes:

² Decreto Supremo N°229 del 2005

³ Decreto Supremo N°23 del 2015

Gráfico N° 3: Evolución del precio monómico de Aysén – Palena - General Carrera CLP/kWh



Fuente: Anuario 2022 CNE

2.2. Principios de explotación aplicables en los SSMM.

Entre los principios a los cuales el legislador ha sometido a los SSMM, están los siguientes⁴:

- i. El principio de seguridad en el sentido de que se impone a todas las instalaciones eléctricas, ser diseñadas para el cumplimiento de la normativa vigente y luego operen de modo de preservar esa seguridad a la que la norma se refiere.
- ii. También reconoce el principio de garantizar que el conjunto de las instalaciones de los SSMM opere de la forma más económica posible.
- iii. Por último, un principio con aplicación particular es aquel que exige el desarrollo óptimo de las inversiones. La LGSE -en ese sentido- establece un mandato al señalar que “*se debe propender*” a un desarrollo óptimo. Sin embargo, el legislador no señaló nada más que lo que se ha indicado, por lo mismo, es necesario tener presente que, en nuestra opinión, propender a ello, implica orientar ciertas decisiones públicas, entre otras, las relacionadas a la planificación, para que el desarrollo de inversiones sea óptimo. Esto último también abre una serie de interrogantes en el sentido de saber a qué tipo de optimización se refiere⁵.

⁴ Así se desprende del inciso segundo del artículo 173 de la LGSE que indica: “*se deberá propender al desarrollo óptimo de las inversiones, así como operar las instalaciones de modo de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.*”

⁵ Optimizar ha sido definido por la RAE como: “Buscar la mejor manera de realizar una actividad.”

2.3. Objetivos del proceso Tarifario

El proceso de valorización y expansión de los SSMM determina los precios de nudo sobre la base del costo incremental de desarrollo (CID) y del costo total de largo plazo (CTLP) de los segmentos de generación y transmisión de cada SM, bajo el diseño de sistemas eficientemente dimensionados y para el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico. En este mismo sentido la Ley mandata que las tarifas sean fijadas en función del CID siempre y cuando alcancen a cubrir el CTLP.

El CID corresponde al costo medio por unidad de demanda incremental de potencia y energía de un proyecto de expansión eficiente del sistema, cuyo valor actual neto es igual a cero y se determina en base al parque generador existente ajustado a parámetros técnicos eficientes, a la demanda proyectada para un horizonte de 15 años y a la consideración de la nueva oferta de generación y transmisión, determinando en base a simulaciones de operación económica del sistema los costos incrementales de inversión, de operación, mantenimiento y administración eficientes necesarios para satisfacer dicha demanda. Toda la valorización de los activos se realiza a precios de mercado vigentes al momento de la realización del estudio o en una fecha posterior establecida por la CNE en las Bases Técnicas del proceso. En base a este ejercicio se determinan los planes de expansión obligatorios de generación y transmisión para el horizonte en estudio; sin embargo, solo se mandatan aquellos que tienen su entrada en operación en el horizonte de aplicación de las tarifas.

Por su parte, el CTLP corresponde al valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación y de inversión en que se incurra durante el período tarifario de 4 años, contados desde el término de vigencia de las tarifas anteriores, de un proyecto de reposición que minimiza el total de los costos de inversión y explotación de largo plazo del servicio, y se determina en base a un parque eficiente, que no corresponde necesariamente al parque real, pero sí condicionado a los insumos primarios disponibles en cada zona, económicamente adaptado a la demanda, determinando así los costos de inversión, de operación, mantenimiento y administración eficientes. Al igual que en la determinación del CID, toda la valorización de los activos se realiza a precios de mercado vigentes al momento de la realización del estudio o en una fecha posterior establecida por la CNE en las Bases Técnicas del proceso.

Una vez determinados ambos productos, CID y CTLP, se debe determinar el ingreso que percibirían las empresas operadoras en función de: la demanda; los precios de nudo de energía obtenidos en base al CID; y los precios de nudo de potencia obtenidos a partir del Estudio Cuadrienal “DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM” realizado por la CNE para determinar el precio de potencia de punta. Una vez determinado dicho ingreso, se debe comparar el mismo con los costos determinados en el CTLP y, en caso de que dichos ingresos

no alcancen para cubrir dicho costo, se debe modificar el mismo hasta que esto ocurra. Acá se hace presente que en los últimos tres procesos tarifarios de SSMM se ha fijado finalmente la tarifa en base al CTLP.

Con los planes de expansión definidos y considerando la necesaria asignación de los ingresos, producto del cobro de los precios de nudo a los clientes finales conectados a las redes de distribución, cuando existe más de una empresa operadora en un SM, es que el DS 23 mandata a que en el Informe Técnico emitido por la CNE se determinen, a partir del proceso 2018-2022, tres variables económicas definitivas sobre los resultados de dicho informe, que son: los Costos Variables Medios de operación, los factores de costos de inversión (fi) y los costos de transmisión, de corresponder, de cada empresa del sistema mediano, estableciendo las fórmulas de indexación correspondientes.

Así, los costos variables medios corresponden *“al promedio ponderado por generación esperada de los costos variables unitarios de generación, combustibles y no combustibles, considerados en la determinación de la tarifa de aquellas unidades de generación asignables a la correspondiente empresa generadora”*.

Por su parte, el factor de costos de inversión y administración (denominado fi) para cada empresa generadora, corresponde a la proporción que le resulta asignable en función del parque generador y sus costos que dan origen a la tarifa.

Por último, los Costos de Transmisión corresponden a la proporción de la tarifa y posterior recaudación destinada a remunerar las inversiones y otros costos de los sistemas de transmisión de cada sistema mediano.

Una vez definidos los parámetros antes indicados le corresponde al Comité Coordinador, en base al procedimiento establecido en el DS 23 realizar la repartición de los ingresos provenientes desde los retiros efectuados por las empresas distribuidoras; ahora bien, es importante notar que dichas reglas de repartición solo aplican a la venta de suministro eléctrico a los clientes regulados. Sin perjuicio de lo anterior, se reconoce en el artículo 35° del DS 23 la condición relacionada con el abastecimiento de clientes libres por parte de las empresas generadoras, indicando que se deben restar de la suma total de la energía inyectada los consumos de los clientes libres. Del análisis realizado se desprende que, tal como está redactado el procedimiento de repartición del artículo 32° del DS 23, de la recaudación obtenida desde las empresas operadoras, primero se debe remunerar una mensualidad de la anualidad de la transmisión, lo que supone entonces que solo visualiza la existencia de clientes libres a nivel de distribución, lo que podría ser una limitante para el desarrollo del mercado de los clientes libres que retiren en una barra distinta a una de ingreso al sistema de distribución.

Por su parte, el artículo 36° del DS 23 permite a la Comisión eximir del procedimiento reglado de repartición de ingresos a los integrantes del Comité, siempre y cuando los mismos acuerden un procedimiento *para efectos de la*

repartición de la recaudación por ventas de energía y potencia debidamente acordado y suscrito por todas las empresas de generación y transmisión que operen en el respectivo Sistema Mediano, el cual deberá basarse en criterios de asignación en función de los costos de las distintas empresas⁶.

2.4. Ingreso de una nueva central entre procesos tarifarios.

El ingreso de nuevas centrales a los SSMM se enmarca en los procesos cuadriennales de tarificación y expansión de los mismos, sin embargo, el DS 23 presenta una excepción en el sentido de que se permite la conexión de nuevas centrales entre procesos tarifarios, acotando la remuneración a percibir, en el sentido de que su aporte de energía y potencia al sistema será valorizado únicamente en base a la energía inyectada al mismo, multiplicada por el CV medio de la empresa de la cual desplaza generación.

Así, el procedimiento que se establece en el artículo 34° del DS 23 establece:

- La Unidad Generadora entrante deberá declarar su potencia disponible y sus costos variables reales. El Comité Coordinador revisa y valida los valores presentados. De existir controversias resuelve la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).
- La Unidad Generadora tiene derecho solo a facturar un monto equivalente a la energía inyectada valorizada al CV medio de la empresa desplazada.

El proceso de conexión de cualquier central a los SSMM es un proceso normado que es establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos, donde se incluyen los plazos, requisitos y obligaciones de cada una de las partes (empresa operadora principal – nuevo entrante).

Por último, se hace necesario hacer presente que las centrales que ingresen entre periodos tarifarios (esto quiere decir que no fueron observadas en el proceso) serán consideradas como unidades existentes en el proceso tarifario siguiente.

2.5. Exigibilidad normativa.

Una regla que el legislador se preocupó de reconocer de manera explícita es aquella que determina la aplicabilidad de las normas técnicas en los SSMM.

El legislador señaló que en los SSMM: *“...se aplicarán las normas pertinentes respecto de las exigencias de seguridad y calidad de servicio, así como las normas de obligatoriedad y racionamiento establecidas en esta ley, conforme se establezca en el reglamento.”*

⁶ Artículo 36° DS 23.

La citada norma reenvía, por tanto, a las denominadas normas pertinentes sobre exigencias de seguridad y calidad de servicio, lo que a su turno implica que para los SSMM existan -en materia de seguridad y calidad de servicio- ciertas reglas especiales⁷. Ahora bien, existen otras Normas Técnicas cuya aplicación también debe ser considerada, por ejemplo, las relativas a indisponibilidad y compensaciones.

2.6. De la Coordinación.

Dada la particularidad conforme a la cual el legislador entiende se desarrolla y funciona un sistema mediano, es que ha determinado que solo en la medida que exista más de una empresa generadora en el respectivo sistema, en ese caso, deberán operarse todas las instalaciones (la dos o más que existan) de manera coordinada y conforme a la programación de la operación que determine el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

Ciertamente, esta exigencia operativa deja en evidencia otro de los principios de explotación que el legislador entiende forma parte de la normativa eléctrica, a saber, el de promoción de la libre competencia. Por tanto, es la Ley la que aplica ese principio al ordenar esta coordinación a cargo del CEN.

Ahora bien, el detalle de la forma de coordinación fue derivado por el legislador al ejercicio de la potestad reglamentaria indicando: “*El reglamento establecerá las normas que se requieran para cumplir con la operación y administración de dicho sistema...*”. Así entonces, a nivel más particular -relacionado con la operación y su coordinación- es el Reglamento el que determina las exigencias aplicables⁸.

De acuerdo con el citado Reglamento, son las empresas generadoras que, operando de manera interconectada en el sistema mediano, deben coordinarse entre ellas y con el CEN a través de un Comité Coordinador (en adelante CC). Dada la proximidad que aquellas tienen con la operación propiamente tal, el Reglamento señala que son ellas las que deben elaborar los procedimientos de operación y conexión de las instalaciones de transmisión para la operación del sistema al mínimo costo. A su vez, a nivel reglamentario se detalla otra serie de funciones del citado CC, entre las que destaca aquella orientada a elaborar propuestas de procedimiento para la repartición de la recaudación por ventas de energía y potencia, como también la de ejecutar la citada repartición de la recaudación.

⁷ Precisamente esa disposición legal es la que habilita la dictación de la RE CNE 179 de 8 de marzo del 2018 que fija la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de servicio para Sistemas Medianos.

⁸ Para estas materias de operación aplica el DS 23 del Ministerio de Energía que aprueba el Reglamento de operación y administración de los sistemas medianos establecidos en la ley general de servicios eléctricos. El reglamento es del año 2015 y su última modificación es del año 2019.

A partir de la publicación de la Ley 20.936 se ha incluido dentro de la programación de la operación de los SSMM al CEN; la forma en que el CEN debe cumplir con esta función está descrita en el Reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, en particular el Capítulo 8 del Título III del mismo, donde se establecen las metodologías y criterios que deben emplearse para la realización de estas labores.

Por su parte, el DS 23 también establece en el Título II, Capítulo 1bis, algunas reglas respecto de la programación de la operación, siendo estas reglas consistentes con las definiciones propias del proceso tarifario, esto es, en función de los Costos Variables reales de las centrales con una definición horaria.

Así, la normativa establece que es responsabilidad de los propietarios, operadores o quienes exploten a cualquier título, ejecutar la operación en tiempo real de las unidades generadoras y líneas de transporte ciñéndose a los programas establecidos por el CEN. Ahora bien, se permiten ciertas desviaciones a dicha programación en situaciones de contingencia y en caso de que exista una desviación a la programación por otros motivos, ésta debe ser informada al Coordinador para que tome las medidas pertinentes para ajustarla.

Tal como se ha dicho, los principios de coordinación contenidos en la LGSE son igualmente aplicables en los Sistemas Medianos, por lo que las decisiones adoptadas en el marco de una desviación siempre deben tener una explicación ajustada a los principios de seguridad, operación económica y libre competencia.

En relación con el punto anterior la Norma Técnica de seguridad y calidad de servicio para Sistemas Medianos establece que dentro de los deberes y atribuciones del Coordinador se encuentran:

- *“Revisar el cumplimiento de la programación de la operación, tomar conocimiento de las desviaciones y sus causas y acordar las medidas conducentes a corregirlas.”*
- *“Informar a la Superintendencia del incumplimiento de las instrucciones de coordinación emanadas, si corresponde”*
- *“Realizar los controles necesarios para asegurar el cumplimiento de las instrucciones de coordinación emanadas del propio Coordinador.”*

La NT de SSMM también establece que el Comité Coordinador tiene el deber de informar a la SEC, con copia a la CNE y al Coordinador, cualquier hecho que vulnere el cumplimiento de los principios establecidos en la normativa vigente.

Por último, la NT establece que en caso de que la operadora principal incumpla con la programación *“deberá enviar un informe al Coordinador y a los Integrantes, con copia a la Superintendencia, que justifique el incumplimiento de la programación de la operación.”*

Finalmente, y en términos de responsabilidad administrativa, el Reglamento es preciso al separar el grado de aquella entre los integrantes del CC indicando que cada integrante será responsable separadamente por el incumplimiento de las obligaciones establecidas en la ley, en el reglamento y en la normativa vigente que les sea aplicable.

2.7. Resolución de controversias

Un tema relevante para una adecuada coordinación de la operación y finalmente la operación en tiempo real, está relacionado con, en primer lugar, la resolución de controversias que se originen entre la programación mandatada por el Coordinador y su aplicación, así como las discrepancias entre los actos del CEN y las empresas. En nuestra opinión, respecto a lo primero, la LGSE es clara en indicar que cualquier omisión, falta o incumplimiento a los mandatos del CEN por parte de los Coordinados, será sancionado por la Superintendencia. En relación a los actos emitidos por el CEN, el artículo 208° de la LGSE es claro en indicar que: *serán sometidas a dicho dictamen, las discrepancias que se susciten entre el Coordinador y las empresas sujetas a su coordinación en relación a los procedimientos internos, instrucciones y cualquier otro acto de coordinación de la operación del sistema y del mercado eléctrico que emane del Coordinador, en cumplimiento de sus funciones.*

En función de lo anterior, cualquier empresa operadora de los SSMM podría discrepar ante el Panel de Expertos producto de una mala aplicación de los principios establecidos en la normativa vigente, en relación con la programación de la operación mandatada para los SSMM.

Finalmente, cabe consignar que, en nuestra opinión, las eventuales desviaciones originadas en el proceso de programación de la operación resultan ser sujetas de discrepancia de conformidad con lo dispuesto en el artículo 27 del DS 44/18 Reglamento del Panel de Expertos que indica: *“Asimismo, podrán ser sometidas al dictamen del Panel, las discrepancias que se susciten entre el Coordinador y las empresas sujetas a su coordinación en relación a los procedimientos internos, instrucciones y **cualquier otro acto de coordinación de la operación del sistema** y del mercado eléctrico que emane del Coordinador, en cumplimiento de sus funciones.”.*

2.8. Del rol del Comité Coordinador.

Como se ha indicado precedentemente, si bien cuando se concibió la regulación aplicable a los SSMM, en relación con la planificación y tarificación de éstos, se visualizó la operación de una única empresa verticalmente integrada, que prestase en forma conjunta los servicios de generación, transmisión y distribución, se establecieron, de todos modos, en el inciso final del artículo 173° de la LGSE, ciertos principios que se deben cumplir en los casos donde haya más de un

operador. Es así como el año 2015 se publica el ya citado Decreto N°23 que aprueba el Reglamento de operación y administración de los Sistemas Medianos establecidos en la LGSE, donde se crea la figura del Comité Coordinador, que es el encargado de generar, entre otros, procedimientos relacionados con la repartición de ingresos, así como de repartir los mismos e informar a la Superintendencia cualquier hecho o circunstancia que pueda constituir una infracción a la normativa eléctrica vigente por parte de los integrantes.

Así, este Comité Coordinador se debe crear una vez que ingrese un nuevo operador a un Sistema Mediano y habrá tantos Comités como SM con más de un operador.

3. Breve análisis del desarrollo del marco normativo los SSMM de Aysén

El desarrollo de la oferta de generación de los sistemas eléctricos de Aysén se puede separar, al día de hoy, en tres etapas perfectamente identificables, a saber: 1) período previo al DFL 1 de 1982 y sus efectos, 2) período comprendido entre el DFL 1 de 1982 y los efectos de la promulgación de la ley 19.940 de 2004, y 3) período posterior a la promulgación de la ley 19.940 de 2004 y sus efectos.

3.1. Período previo al DFL 1 de 1982

El marco regulatorio general estaba establecido en la LGSE de la fecha, cuya ley específica era el DFL N°4 de 1959⁹; en esta regulación no se profundiza en la forma de determinar las tarifas de suministro ni la forma de expandir la oferta de generación; esta falta de regulación explícita es para todos los sistemas eléctricos existentes en el país. La regulación establece la facultad de la empresa concesionaria de distribución de establecer los contratos de suministro con las “empresas productoras de energía eléctrica”, no obstante, el precio debía ser autorizado por la Comisión de Tarifas; en esta regulación no se hace referencia, por ejemplo, al segmento de transmisión. Las referencias a dicha ley se encuentran en el Anexo 2.

3.2. Período comprendido entre el DFL1 de 1982¹⁰ y la ley 19.940 de 2004

El marco regulatorio general estaba establecido en la LGSE que cambia significativamente con la formulación del modelo marginalista como la base de la operación y desarrollo de los sistemas y mercados eléctricos; dicha formulación teórica fue de aplicación transversal para todos los sistemas eléctricos, sin distinción más que un tamaño superior a los 1.500 kW de potencia instalada; cabe destacar que la transmisión está subsumida en la regulación marginalista complementada por contratos de peajes bilaterales para la transmisión de alta tensión y señales de precios para la transmisión más cercana a las zonas de concesión de distribución. Las referencias a dicha ley se encuentran en el Anexo 2.

⁹ <https://bcn.cl/2f6vw>

¹⁰ <https://bcn.cl/2imyd>

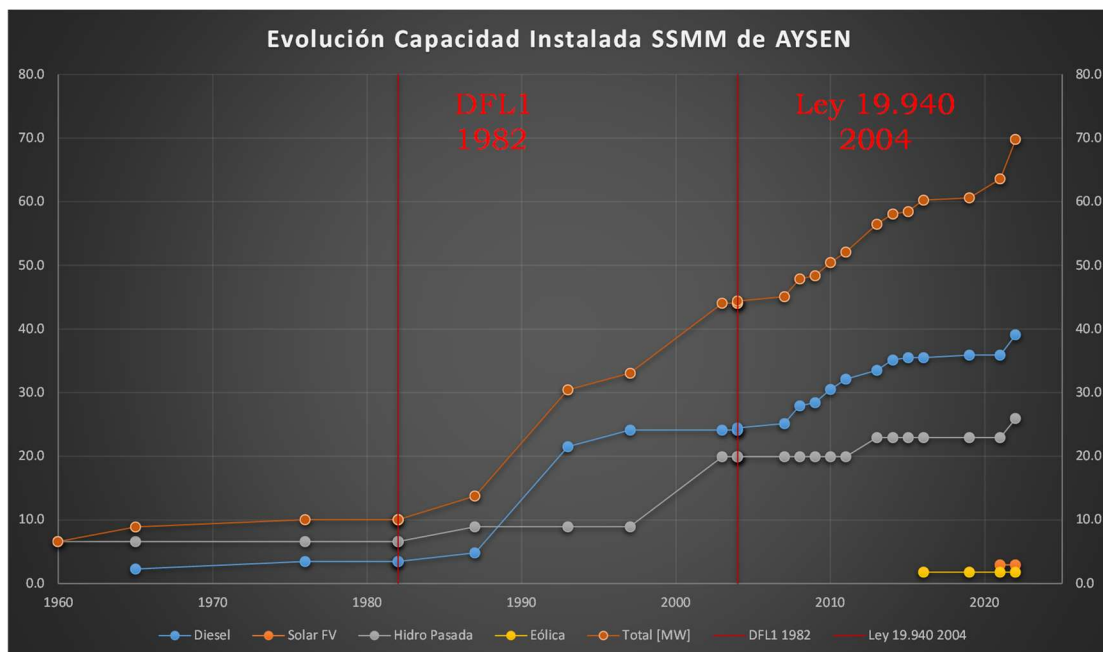
3.3. Período desde la ley 19.940¹¹ de 2004:

Recién en la Ley 19.940 de 2004 se establece el concepto de los “Sistemas Medianos”; la modificación legal abandona la tarificación marginalista para los sistemas eléctricos de un tamaño inferior a 200 MW y superior a 1,5 MW de capacidad instalada de generación. Se establece una metodología que se basa en costos medios, estableciendo además un plan de expansión de generación-transporte de ejecución obligatoria. Las referencias a dicha ley se encuentran en el Anexo 2.

Las distintas regulaciones descritas precedentemente repercuten en la evolución de la matriz de generación de los SSMM de la región de Aysén; dicha evolución da cuenta de una presencia mayoritaria de la oferta de generación diésel; la segunda tecnología, en cuanto a participación, presente en la matriz de Aysén, es la oferta hidroeléctrica, ambas seguidas muy de lejos por la oferta eólica y solar fotovoltaica.

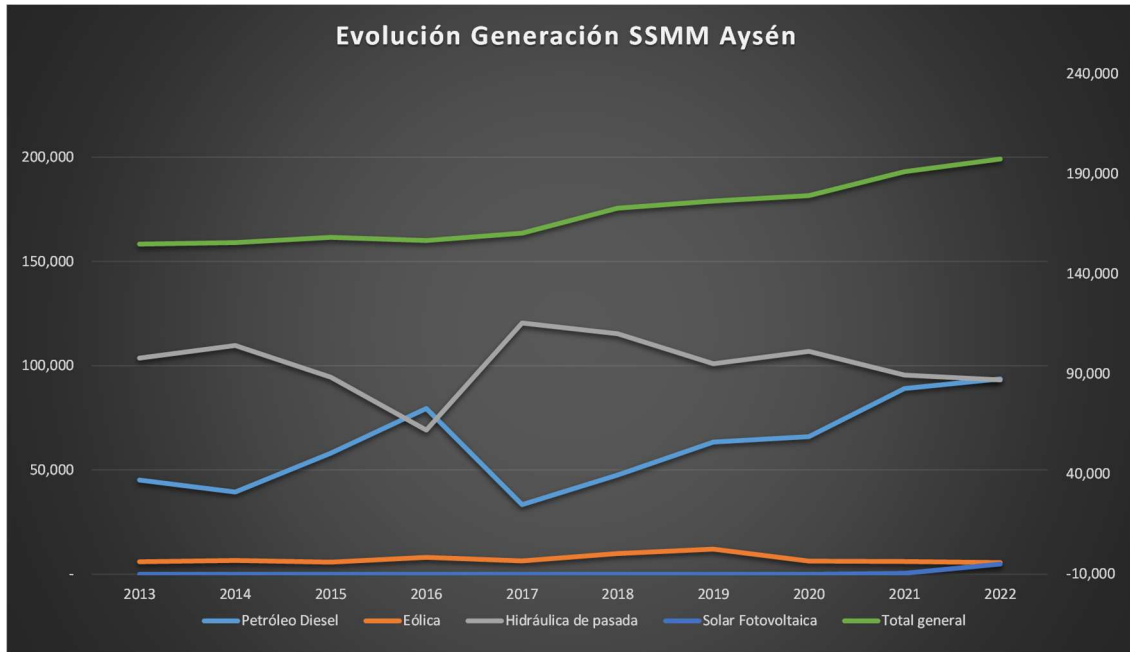
Es la presencia persistente de esta oferta en base a combustible fósil la que se busca reemplazar por oferta en base a recursos primarios renovables disponibles en la región. La evolución de la matriz se observa en los gráficos y tablas que siguen:

Gráfico N° 4: Evolución Capacidad Instalada de los SSMM de Aysén 1960-2022



¹¹ <https://bcn.cl/2ev86>

Gráfico N° 5: Evolución Generación Eléctrica por tipo de Generación de los SSMM de Aysén



Capítulo 2 : Diagnóstico compartido

El requerimiento de análisis de una nueva regulación para los SSMM de la región de Aysén tiene su origen en una visión inicial, compartida, entre las autoridades locales y el CIEP. Así el análisis iniciaba con la persecución de los siguientes objetivos:

- Incentivar obras que permitan mejorar la resiliencia de los sistemas.
- Incentivar la descarbonización de la matriz energética de la región de Aysén.
- Disminuir la dependencia de diésel mediante el uso de recursos energéticos renovables locales.
- Mejorar la seguridad de los sistemas medianos, aumentando la autonomía y su capacidad de gestión energética.
- Aumentar la disponibilidad de recursos energéticos regionales renovables, estables, seguros, limpios y locales.
- Ofrecer precios a cliente final tanto residenciales, comerciales e industriales que permitan el desarrollo económico local en base a electrificar el consumo energético de la región de Aysén.

Como hemos visto, para validar, complementar e identificar las brechas del marco regulatorio se procedió a entrevistar a representantes del sector público, del sector privado, de la ciudadanía, consultores en calidad de expertos y parlamentarios de la zona, identificados en el Anexo 3; a todos ellos se les realizó una entrevista con una pauta semi estructurada basada en los siguientes pilares levantados en las reuniones sostenidas con la contraparte técnica y al desarrollo del Taller N°1 que se efectuó el 10 de noviembre de 2023 con la participación de diversos actores locales.

A. Pilar N°1: Energía como pilar de desarrollo de la región.

Existe un consenso respecto a que el desarrollo industrial de la región se ve limitado, en parte, por la falta de oferta de energía eléctrica confiable y a un precio competitivo, lo que implica que, a modo de ejemplo, faenas asociadas a la industria salmonera se desarrollen en Puerto Montt, ante la imposibilidad de hacer funcionar una planta faenadora en la zona.

B. Pilar N°2: Descontaminación y Electrificación del consumo Energético.

El segundo tema relevante está asociado a la descontaminación de la matriz energética y a la electrificación del consumo. En ese sentido, existe un nuevo consenso respecto a la necesidad y oportunidad que tiene la región de Aysén de hacer uso de los recursos naturales que posee y la posibilidad de realizar un recambio tecnológico para la calefacción de las viviendas. Se debe tener presente que la región de Aysén es la segunda con menor consumo eléctrico per cápita del

país¹², lo que indudablemente repercute en un hábito de vida que se perpetúa por la falta de oferta a precios competitivos, productos e infraestructura.

C. Pilar N°3: Región de Aysén como foco de Innovación

Producto del tamaño de los Sistemas Medianos de la región de Aysén y de la realidad geográfica de la zona, se menciona de manera recurrente la posibilidad de que en la región se permitan soluciones innovadoras, esto es, distintas a las permitidas en el Sistema Eléctrico Nacional, con el objetivo de dar soluciones adecuadas a los requerimientos de la zona.

D. Pilar N°4: Reconocimiento de particularidades

Las condiciones geográficas y territoriales a las cuales está sujeta la región de Aysén permiten que sus habitantes y autoridades se cuestionen respecto de un tratamiento diferenciado del resto del sistema a la hora de estructurar las tarifas eléctricas que posteriormente serán traspasadas a sus usuarios.

1. Problemas detectados desde las entrevistas

1.1. Calidad de Vida, Salud y Medio Ambiente

Es una constante en la opinión de diversos actores que en la región se verifican problemas ambientales que afectan la calidad de vida de las personas y que guardan relación con el sector energía, principalmente en dos ámbitos.

El primero, vinculado al sistema de calefacción intradomiciliario que se utiliza mayoritariamente en la región, que se basa en el uso de leña como combustible y respecto del cual hay evidencia de sus impactos en la contaminación del ambiente, tanto dentro de las viviendas, como en su exterior, a tal punto que las mediciones de emisiones contaminantes en la ciudad de Coyhaique, principal centro urbano de la región, la han llegado a situar dentro de las ciudades con peor calidad de aire del país.

El segundo, referido a las emisiones propias de una matriz energética con, dependiendo del sistema, alta participación de generación diésel¹³.

¹² Información del texto Energía 2050: Política Energética Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo.

¹³ En Anexo 1 se presenta la capacidad instalada por SSMM y la generación real desde el año 2008 al 2021.

En ambos casos, especialmente en relación con el uso de leña, se verifica una clara afectación de la calidad de vida de las personas, toda vez que la contaminación del aire tiene una directa relación con su salud.

A continuación, se muestran los planes de expansión de generación fijados en los últimos tres procesos cuatrienales:

Tabla N° 5: Último Plan de Expansión de Generación SM Aysén

Proceso	Entrada en Operación	Potencia [kW]	Tipo	Combustible
2010 – 2014	ene-13	3000	Hidroeléctrica	Hidráulica
2018 – 2022	ago-21	2990	Hidroeléctrica	Hidráulica
2022 – 2024	2024	2895	MGR	GLP

Tabla N° 6: Último Plan de Expansión de Generación SM General Carrera

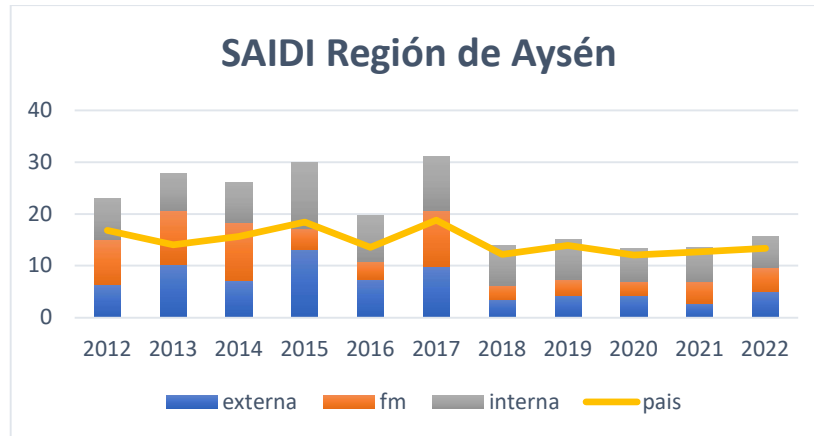
Proceso	Entrada en Operación	Potencia [kW]	Tipo	Combustible
2010 – 2014	ene-11	504	Motor Diesel	Diesel
2010 – 2014	ene-13	300	Motor Diesel	Diesel
2018 – 2022	abr-20	500	Hidroeléctrica	Hidráulica

Al comparar los planes fijados con el aumento de la capacidad instalada de los últimos años por tipo de tecnología que se muestra en *Gráfico N° 4*, se observa una diferencia entre lo visualizado en el proceso y la operación real, lo cual puede deberse, entre otras razones, a una inadecuada modelación de los *inputs* de entrada al modelo, como son la proyección de demanda y las condiciones climatológicas actuales.

Por otra parte, el reemplazo de los sistemas de calefacción de los hogares de la región, especialmente en centros urbanos, de leña a equipos de calefacción eléctrica, se ve dificultado especialmente por la falta de confianza en la robustez del sistema de distribución y transmisión para responder con la calidad y la continuidad exigida frente a ese consumo. Es frecuente escuchar que los ayseninos “no pueden darse el lujo de quedar sin calefacción porque se cortó la luz”. La leña podrá ser más contaminante, su costo ha ido al alza en los últimos años, pero es confiable.

Ahora bien, los índices de continuidad de suministro regional muestran que el SAIDI ha ido disminuyendo en los últimos años. El indicador SAIDI representa la duración promedio de interrupciones que experimenta un cliente durante un periodo de tiempo.

Gráfico N° 6: Evolución SAIDI Región de Aysén



Como puede verse, si bien se observa una mejora en el desempeño de la red, la promoción del recambio del tipo de calefacción empleado en la zona se traduce en un aumento de demanda que requerirá de inversión en infraestructura de red, inversión que debe ser promovida e impulsada, y que debe generar la confianza suficiente para que este recambio ocurra. Lo anterior, se ve amplificado por la situación estructural de la región, esto es, una zona geográficamente aislada, con un clima extremo, poca población, baja densidad poblacional y escasa demanda de energía eléctrica.

Avanzando otro paso, aunque no es un problema acuciante, la falta de una red de distribución robusta afecta las posibilidades de desarrollar la electromovilidad en la región, lo que sin duda tendría efectos positivos de tipo ambiental y, dependiendo del diseño regulatorio con que se permita su interacción con el sistema, podrá aportar a la flexibilidad del sistema eléctrico.

1.2. Desarrollo económico de la región

Independiente de la definición de la estrategia de desarrollo económico de la región, también es una constante en el levantamiento de problemas asociados a los SSMM de la Región de Aysén, que su actual estado de desarrollo no permite atraer inversiones para efectos de impulsar determinados sectores productivos. Se cita, por ejemplo, que no es factible instalar faenas industriales de procesamiento de salmón para consumo humano, por lo que los peces cultivados en la región son procesados en otras latitudes. Lo anterior, producto de varias razones, una de las cuales es el costo de la energía, otra la falta de la robustez de los sistemas.

1.3. Centralismo en la toma de decisiones

Por último, y no menos importante, aunque no es privativo del sector energía, se plantea el problema de la definición de procesos regulatorios, de planificación de los SSMM y de su tarifación, que adolecen de la mirada regional y, especialmente, en una región que tiene particularidades tan especiales. Así, por ejemplo, se identifican problemas en el proceso de estimación de demanda, en las hipótesis y estadística empleada para proyectar los recursos renovables disponibles, en el traspaso de información confiable y oportuna para la toma de decisiones de inversión, así como otros requerimientos propios de la zona.

2. Barreras Identificadas

A continuación, se presenta un cuadro resumen de las barreras identificadas en las entrevistas, para lograr los objetivos deseados.

Tabla N° 7: Barreras para el desarrollo de los SSMM de Aysén

Tipo de Barrera	Definición	Hallazgos	Efectos posibles de la deficiencia
Regulatoria	Son aquellas producidas por las definiciones o ausencia de éstas en la normativa vigente, lo que dificulta el desarrollo de los Sistemas Medianos de la región de Aysén y/o dificultan la integración de nuevos actores y/o dificultan la integración de nueva oferta de energía renovable.	<p>Modelo actual no da certezas de recuperación de la nueva inversión.</p> <p>Ausencia de instrumentos que permitan tarifas diferenciadas y/o ausencia de mecanismos de subsidio cruzado (AR/RGL)</p> <p>Falta de visión de largo plazo.</p> <p>Simplicidad en las hipótesis y escenarios a considerar en el proceso de planificación.</p> <p>Ausencia de política regional.</p>	<p>Desincentivo a la inversión y/o inclusión de ERNC</p> <p>Ineficiencias en el uso de los recursos disponibles.</p> <p>Mal diseño y planificación de la red.</p> <p>Tarifas altas.</p>
Técnicas	Son aquellas relacionadas con elementos físicos asociados a la infraestructura de la red, elementos que la componen, falta de capacidad y desarrollo tecnológico, accesibilidad	<p>Ausencia de un sistema de transmisión.</p> <p>Problema geográfico y de consumo energético</p> <p>Modelación uninodal.</p> <p>Estabilidad del sistema.</p>	<p>Ineficiencia en el uso de los recursos disponibles.</p> <p>Faltas en la proyección de uso y crecimiento del sistema.</p>

Tabla N° 7: Barreras para el desarrollo de los SSMM de Aysén

Tipo de Barrera	Definición	Hallazgos	Efectos posibles de la deficiencia
	a insumos que puedan dificultar el desarrollo de los Sistemas Medianos de Aysén		Sistema poco confiable. Subestimación de costos de operación.
Administrativa/ institucional	Se trata de obstáculos relacionados con la complejidad administrativa para desarrollar proyectos de generación, transmisión u otro, provenientes principalmente de organismos públicos que, en consecuencia, pueden retrasar o imposibilitar la inclusión de nuevos entrantes, el desarrollo de nueva infraestructura; entre otras	Retraso en los procesos tarifarios. Proyectos ERNC contruidos no pueden generar por trabas administrativas. Falta de priorización de los SSMM en los organismos públicos. Ausencia de coordinación institucional para la concreción de proyectos decretados. Ausencia de recursos dedicados a la planificación de SSMM.	Ausencia de observabilidad de os requerimientos del sistema. Incertidumbre para los operadores de los SSMM y para los clientes. Falta de información. Retraso o no concreción de proyectos.
Política pública	Son dificultades relacionadas con la gestión de parte de gobiernos de turno en políticas públicas que sean claras respecto de la concreción de las políticas regionales.	Falta de visión estratégica para gestionar la conexión de proyectos decretados. Es fundamental el rol de la política energética tanto para la planificación como para el aumento de la demanda	No levantamiento de los requerimientos y consensos locales. Retraso en el ingreso de la nueva oferta. Mal uso de los recursos disponibles.
Costo - beneficio	Se refiere a barreras que están relacionadas a la ausencia de reconocimiento de los costos - beneficios que conlleva tener una matriz energética más limpia y que, por tanto, hace que su evaluación económica parezca menos atractiva.	Grado de contaminación de Coyhaique Costos de traslado de enfermos producto de dificultades respiratorias. Menor ruido por electromovilidad.	Mala asignación de recursos. Análisis de las eficiencias resulta acotado a los beneficios económicos del mercado eléctrico.
Capacidad humana	Se refiere a barreras que están relacionadas a la falta de capacidad profesional para el desarrollo de los sistemas,	Pocos especialistas en la zona. Desconocimiento de la ciudadanía sobre el	Toma de malas decisión. Altos costos para la ciudadanía para

Tabla N° 7: Barreras para el desarrollo de los SSMM de Aysén

Tipo de Barrera	Definición	Hallazgos	Efectos posibles de la deficiencia
	así como del desconocimiento de los usuarios sobre temas de energía.	proceso de planificación y expansión de los SMM. Falta de conocimiento sobre las componentes de las cuentas del servicio de suministro eléctrico.	analizar e implementar recambios.

Para abordar las barreras anteriores, se realizó la siguiente priorización de temas:

- i. Análisis de los instrumentos y mecanismos que entreguen certeza a las inversiones de los nuevos entrantes, con el objetivo de priorizar el uso de fuentes de generación local.
- ii. Análisis de los efectos de vinculación entre los Planes Energéticos Regionales y el proceso tarifario.
- iii. Análisis de los mecanismos que permitan la incorporación de variables climáticas en el dimensionamiento de los recursos, por ejemplo, hidrológicas.
- iv. Análisis de los instrumentos y mecanismos que permitan un crecimiento holgado de los sistemas con el objetivo de satisfacer una nueva demanda.
- v. Análisis de los instrumentos y mecanismos que resguarden las solicitudes de aumento de potencia.
- vi. Análisis de los instrumentos y mecanismos que permitan la innovación.
- vii. Análisis del efecto sobre los clientes y el sistema en su conjunto, de nuevas estructuras tarifarias y otras formas de traspaso de costos para la región de Aysén.

En base al análisis se definieron los siguientes objetivos prioritarios para las propuestas de nueva regulación:

- Incentivar la descarbonización de la matriz energética de la región de Aysén disminuyendo la dependencia de diésel y potenciando el uso de recursos energéticos renovables locales.
- Mejorar la seguridad y la regularidad del funcionamiento de los sistemas medianos, aumentando la autonomía y su capacidad de gestión energética.
- Ofrecer precios a cliente final, tanto residenciales, comerciales e industriales, que permitan el desarrollo económico local en base a electrificar el consumo energético de la región de Aysén.
- Reforzar la institucionalidad, participación y transparencia asociada a los procesos de SSMM.

Capítulo 3 : Elementos base para una nueva regulación

Antes de profundizar en la propuesta de marco normativo es necesario delinear una propuesta conceptual de nueva regulación para los sistemas medianos de Aysén.

¿Es posible plantear la incorporación de los costos de suministro de generación y transporte de los SSMM a un mecanismo de redistribución como los existentes en la LGSE? ¿Por qué se plantea esta interrogante y qué respuesta tiene?

Como ya se estableció en el Capítulo 1, las condiciones estructurales del desarrollo de los SSMM están dadas por su condición demográfica y geográfica, condiciones que son incontrarrestables desde los procesos tarifarios y, por ende estructuralmente, al menos en el caso de los SSMM de la Región Aysén; sus resultados más eficientes en términos comparativos arrojarán costos de desarrollo significativamente más altos que en el resto del país, tanto en sus costos de suministro (Generación y Transmisión) como en su componente de Valor Agregado de Distribución. Por lo anterior, perseverar en una tarificación costo reflectiva redundará en tarifas a cliente final estructural y sistemáticamente más altas que en el resto del país; por esto, la conclusión lógica es adoptar una tarificación que no sea directamente costo reflectiva para los clientes finales de los SSMM.

Para lo anterior se debe diferenciar claramente la etapa de determinación de costos eficientes que se deben determinar y reconocer como los costos a recaudar respecto del cálculo de las tarifas a traspasar a los clientes finales.

De lo anterior, surge, entonces, la siguiente pregunta: ¿Se ha optado por una tarificación distinta a tarifas costo reflectivas en la regulación actual? La respuesta a esta interrogante es afirmativa, y de una magnitud cientos de veces más grande que lo que representan los SSMM. Esto se dio ya desde las modificaciones de la ley Corta II del año 2005, ley 20.018 de 2005, con la creación del mecanismo del Precio de Nudo Promedio que buscaba morigerar los efectos coyunturales de algunas las licitaciones de suministro para cliente regulados que no obtuviesen buenos precios. Posteriormente la ley 20.936 de 2016 establece el cargo único de transmisión Nacional lo que significa un gran subsidio cruzado que incluso incorpora a los clientes libres junto con los clientes regulados.

De la misma forma, se deben revisar los mecanismos de equidad tarifaria y adaptarlos de mejor manera para los objetivos de desarrollo de la actividad económica de los SSMM. La necesidad de profundizar los mecanismos descritos se justifica por las razones que se expondrán a continuación.

Que a continuación se presentan fundamentos que refuerzan y validan los conceptos anteriormente descritos.

1. Tarificación de Servicios Básicos en Zonas Extremas considerando Subsidios Cruzados

Los subsidios cruzados en la tarificación de servicios básicos, dirigidos desde regiones de alta densidad poblacional hacia zonas de menor densidad ubicadas en zonas extremas, son una política pública estratégica que se justifica por múltiples razones, tanto de índole socioeconómica como de soberanía nacional.

1.1. Equidad y cohesión social

En primer lugar, los subsidios cruzados son un instrumento de equidad social. Facilitan que los habitantes de zonas menos pobladas y, por ende, a menudo más marginadas y con menor acceso a servicios, reciban servicios básicos a un costo razonable. Esto es esencial para garantizar que todos los ciudadanos, independientemente de su ubicación geográfica, tengan acceso a servicios vitales como agua potable, electricidad y saneamiento.

Los subsidios cruzados contribuyen a la equidad social al:

- Reducir las desigualdades en el acceso a servicios básicos.
- Mejorar la calidad de vida de los habitantes de zonas menos pobladas.
- Promover la integración social y la cohesión territorial.

1.2. Desarrollo económico equilibrado

Promover un desarrollo territorial equilibrado es otro pilar fundamental de la justificación de los subsidios cruzados. Las zonas extremas, a menudo caracterizadas por su baja densidad poblacional, enfrentan desafíos únicos en términos de desarrollo económico y accesibilidad a servicios básicos. Los subsidios cruzados pueden actuar como un catalizador para atraer y retener a la población en estas áreas, lo cual es vital para fomentar un desarrollo económico local y evitar la concentración excesiva de población y recursos en las áreas urbanas.

Los subsidios cruzados contribuyen al desarrollo económico equilibrado al:

- Atraer y retener a la población en zonas menos pobladas.
- Estimular la inversión y la creación de empleo en estas áreas.
- Promover un desarrollo económico más sostenible.

1.3. Seguridad y soberanía nacional

Las zonas extremas tienen una importancia estratégica para la seguridad y la soberanía de un país. Mantener una presencia poblacional estable en estas áreas es crucial para reafirmar la soberanía nacional. Los subsidios cruzados en servicios

básicos no solo mejoran la calidad de vida de los residentes en estas regiones, sino que también apoyan la presencia y permanencia de la población en territorios fronterizos, lo que a su vez refuerza la presencia del Estado en zonas estratégicas.

Los subsidios cruzados contribuyen a la seguridad y la soberanía nacional al:

- Reforzar la presencia del Estado en zonas fronterizas.
- Disminuir los riesgos de contrabando y tráfico ilícito.
- Promover la estabilidad social y política en estas áreas.

1.4. Inclusión y diversidad territorial

Estas políticas reconocen la diversidad territorial y promueven la inclusión de todas las regiones en el desarrollo nacional. Al asegurar que las zonas extremas reciban los mismos niveles de servicios básicos que las áreas más densamente pobladas, se promueve una visión de país más integradora y se reconoce el valor único de cada región.

Los subsidios cruzados contribuyen a la inclusión y la diversidad territorial al:

- Promover la igualdad de oportunidades para todas las personas.
- Reconocer la diversidad de las regiones del país.
- Fortalecer la identidad nacional.

1.5. Sostenibilidad y resiliencia

Finalmente, los subsidios cruzados contribuyen a la sostenibilidad y la resiliencia de las comunidades fronterizas. Al mejorar el acceso a servicios básicos, estas comunidades están mejor equipadas para enfrentar desafíos ambientales y económicos, y pueden contribuir de manera más efectiva a la gestión de recursos naturales y a la protección ambiental.

Los subsidios cruzados contribuyen a la sostenibilidad y la resiliencia al:

- Reducir la vulnerabilidad de las comunidades fronterizas a los shocks externos.
- Promover el uso sostenible de los recursos naturales.
- Proteger el medio ambiente.

En conclusión, los subsidios cruzados en la tarificación de servicios básicos para zonas de baja densidad poblacional, especialmente en áreas fronterizas, son una herramienta esencial para promover la equidad, el desarrollo equilibrado, la seguridad nacional, la inclusión y la sostenibilidad. Esta política no solo beneficia a las comunidades locales, sino que también fortalece el tejido social y económico de la nación en su conjunto.

Capítulo 4 : Propuesta de Nuevo Marco regulatorio

El presente capítulo exhibe la propuesta final para el marco regulatorio de los SSMM, la cual recoge todas las observaciones y comentarios recibidos en las distintas instancias de participación que se han desarrollado en el marco de la presente consultoría.

Se presentan dos categorías de propuestas:

1. En primer lugar, aquellas que atienden a los procesos que repercuten sobre el desarrollo de los SSMM de la región de Aysén, es decir, los procesos de planificación, expansión y tarificación de los segmentos de Generación (Gx), Transmisión (Tx) y Distribución (Dx).
2. En segundo lugar, las propuestas que apuntan a normas de fondo, es decir, que inciden en los procesos, o que abordan otros aspectos y que tocan los siguientes temas:
 - i. Tarificación
 - ii. *Netbilling* y Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD)
 - iii. Regulación de clientes libres
 - iv. Giro único
 - v. Permisología
 - vi. Institucionalidad

El objetivo general del diseño normativo propuesto se basa en que los Sistemas Medianos sean sistemas más robustos y resilientes, con una fuerte participación de tecnologías menos contaminantes en su matriz energética en base a los recursos primarios existentes en su territorio, planificando un sistema que se adelante a los requerimientos de demanda:

- Considerando procesos participativos y abiertos, recogiendo los intereses regionales mediante un proceso de política energética regional vinculante para el proceso de expansión y tarificación de los Sistemas Medianos.
- Introduciendo de manera más activa el rol del Coordinador Eléctrico Nacional, que deberá velar por la transparencia en la información, por la operación económica, por el monitoreo de la competencia, por realizar análisis de requerimientos de expansión, entre otras funciones.

Se debe tener presente que muchos de estos objetivos en el corto plazo podrían subir los costos de desarrollo y operación de los SSMM. Por esta razón, para que las tarifas de los usuarios no sufran un alza, se incorpora a los SSMM en los instrumentos ya empleados en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) como lo es la determinación del Precio de Nudo Promedio (PNP) para morigerar las diferencias tarifarias entre los clientes regulados del país, así también, se propone incorporar

ajustes adicionales al mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial.

1. Ajustes de los procesos de tarificación y expansión

1.1. Descripción general de la propuesta

En la actualidad se desarrolla una serie de procesos para efectos de determinar cómo se expanden y tarifican los tres segmentos del sector eléctrico, estos son segmento de generación, de transmisión y distribución, en los Sistemas Medianos.

El proceso central es el denominado **“proceso de tarificación y expansión de los sistemas medianos”** que, como su nombre lo indica, tiene por objeto definir las necesidades de expansión de dichos sistemas, sus costos de operación y su tarificación, específicamente **en los segmentos de Generación y Transmisión**. Ese proceso se realiza cada 4 años por la Comisión. La propuesta que se presenta a continuación mantiene y mejora dicho proceso como el eje para el desarrollo de los SSMM, integrando necesidades del segmento de Distribución, lo cual es fundamental para asegurar un desarrollo equilibrado y eficiente de los sistemas.

Otro proceso muy relevante, que sirve de insumo para otros procesos referidos a planificar o tarificar los segmentos del sector eléctrico, es el **proceso de previsión de demanda**. Actualmente, la CNE realiza esa previsión en el marco de las licitaciones de suministro de energía eléctrica para clientes regulados del Sistema Eléctrico Nacional. La propuesta se basa -para los SSMM- en separar la estimación de demanda del proceso licitatorio de los clientes regulados del SEN, generando así un proceso de previsión de demanda especial para los SSMM y subiendo, además, los estándares para su determinación.

La propuesta, además, considera la realización de **dos procesos nuevos** que servirán como una generación de insumos para el proceso cuadrienal de expansión y tarificación: Un **informe de requerimientos de Generación para los SSMM**, a realizarse cada año, y un **informe de requerimientos de Transmisión para los SSMM**, a realizarse cada dos años, siendo el primero insumo del segundo.

En otro orden de materias, más generales, se propone la definición de una **Política Energética Regional**. Aunque hoy se realiza una Planificación Energética de Largo Plazo, a nivel nacional, ésta adolece de la mirada específica regional de sistemas que no se encuentran interconectados con el Sistema Eléctrico Nacional. Se propone que este proceso se verifique cada 4 años, siendo sus definiciones vinculantes para el proceso de tarificación y expansión de los SSMM.

Por último, cabe señalar que la tarificación del segmento de Distribución se seguirá realizando en el marco del **cálculo del Valor Agregado de Distribución**, con algunos ajustes puntuales.

Se introducen nuevas instancias de participación pública en cada hito del proceso y la activación del rol del Coordinador Eléctrico Nacional para garantizar la transparencia y la competencia fortaleciendo la confianza en el sistema.

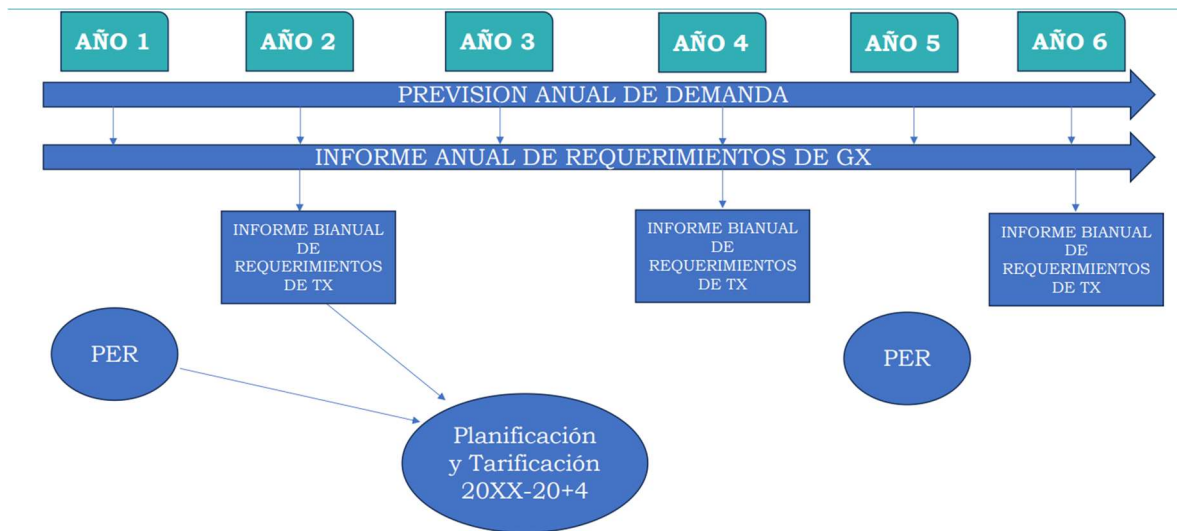
El resumen de los procesos señalados, qué se propone para cada uno de ellos y su periodicidad se presentan en la siguiente tabla:

Tabla N° 8: Resumen de los procesos, sus modificaciones y periodicidad

Procesos	Propuesta	Periodo
Planificación y Tarifación de los SSMM de Aysén	Se mantiene con modificaciones	Cuadrienal
<i>Previsión de demanda</i>	Se mantiene con modificaciones	Anual
<i>Informe de requerimientos de Gx</i>	Se incorpora	Anual
<i>Informe de requerimientos de Tx</i>	Se incorpora	Bianual
Política Energética Regional (PER)	Se incorpora	Cuadrienal
Valor Agregado de Distribución	Se mantiene (sólo ajustes marginales)	Cuadrienal

En la siguiente figura, se muestra la que sería la interacción anual de los distintos procesos en régimen:

Figura N° 6: Línea de tiempo realización de procesos para SSMM



1.2. Nuevo Proceso cuadrienal de Expansión y Tarificación

El proceso de expansión y tarificación será aquel proceso donde se determinarán, de ser necesarias, las obras de expansión de los segmentos de Generación, Transmisión y Distribución, dentro de las cuales se pueden considerar sistemas de almacenamiento, y los precios de suministro necesarios para cubrir los costos relacionados con la prestación del servicio.

Los costos se determinarán en base a los costos de inversión y los costos de operación, mantenimiento y administración, tanto de las obras de expansión como de las instalaciones existentes de generación y transmisión.

Respecto de las obras de distribución mandatadas en los planes de expansión resultantes de este proceso, las mismas deberán ser reconocidas en los procesos de cálculo del Valor Agregado de Distribución siguientes por un periodo de 15 años.

La metodología para definir los planes de expansión y determinar los precios de nudo se basará en la determinación del Costo Incremental de Desarrollo (CID) y del Costo Total de Largo Plazo (CTLP), al igual que la metodología actual, con las siguientes modificaciones:

- Se incorporan nuevos procesos que alimentan el proceso cuadrienal.
- El dimensionamiento de la infraestructura de generación y de red deberá considerar las holguras suficientes para abastecer a la demanda futura. Además, la expansión debe considerar las obras necesarias para mejorar estándares de calidad y continuidad del servicio.
- Vinculación con nuevo proceso cuadrienal de Política Energética Regional (PER)
- El horizonte de planificación obligatoria será de 20 años.
- Se define un plan de expansión en una ventana de 8 años y las instalaciones contenidas en este proceso formarán parte del parque eficiente de los siguientes procesos.
- Las obras de expansión del segmento de Generación y Transmisión se remuneran en base a una anualidad de la inversión (aVI) por un periodo de 20 años.
- Se deberá evaluar el recambio de instalaciones existentes en base a desempeño real.
- Se calificarán las instalaciones de transmisión en base a su uso.
- Se incorpora un análisis de requerimientos de expansión en el segmento de Distribución de carácter mandatario.
- Se incorporan instancias de participación pública en cada hito, con presencia regional.
- Se realizan modificaciones al proceso en términos administrativos.

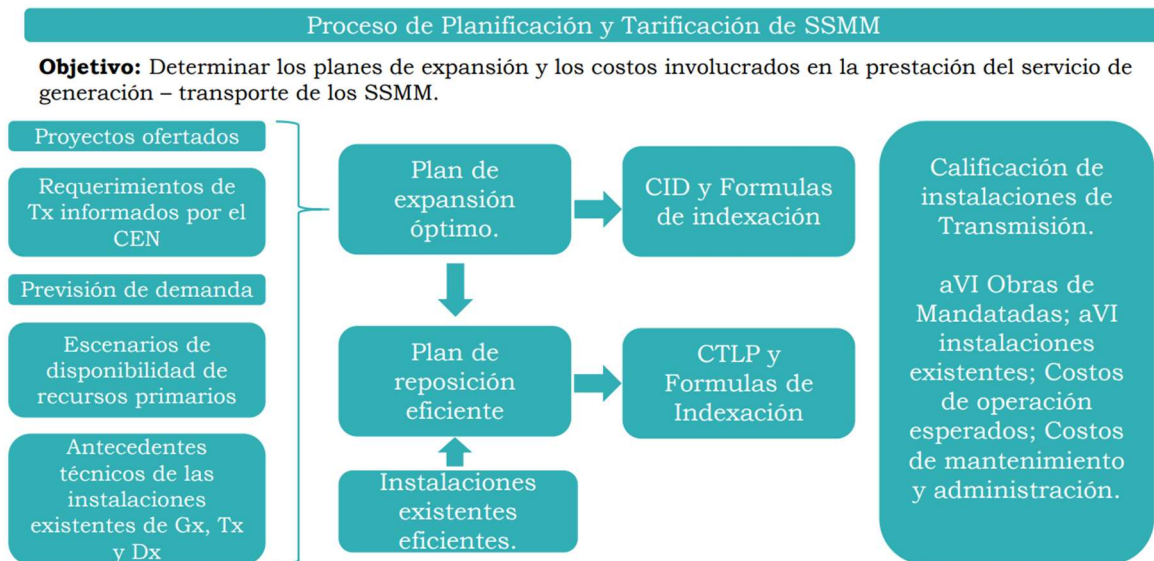
- Monitoreo por parte del Coordinador Eléctrico Nacional de la operación de los SSMM, de los requerimientos de expansión, de la ejecución y conexión de las obras de expansión.

El proceso será liderado por la Comisión Nacional de Energía, en los siguientes términos:

- Se efectúa cada 4 años.
- Para la determinación de los planes de expansión y los costos involucrados en la prestación del servicio de generación – transporte, se licitará un estudio cuyos objetivos y metodología serán establecidos en unas Bases Técnicas.
- El estudio será adjudicado, supervisado y aprobado por un Comité.
- El Comité estará compuesto por representantes del Ministerio, de la Comisión, del Coordinador, de las empresas operadoras y de los miembros del catastro de proyectos.
- Una vez aprobado el estudio este será comunicado en una audiencia pública con presencia local.
- En base al estudio aprobado por el Comité, la Comisión deberá emitir un Informe Técnico, el cual considerará etapas de observaciones y discrepancias.
- Podrán emitir observaciones y discrepancias los inscritos en el registro de participación ciudadana que para estos efectos se cree.
- Una vez finalizado el proceso de discrepancias y emitido el Informe Técnico Definitivo, el Ministerio emitirá el decreto correspondiente.

A continuación, se presenta un esquema del proceso

Figura N° 7: Esquema del proceso cuatrienal de Planificación y Tarifación



Los precios de nudo de energía y potencia resultantes del proceso tendrán características recaudatorias y se determinarán en cada proceso tarifario. Se debe tener presente que la recaudación necesaria para remunerar la inversión de los proyectos resultantes del plan de expansión debe estar exenta de cualquier riesgo. Es por esto por lo que se deberá revisar de manera semestral que la proporción de recaudación que remunera dichas obras sea lo suficiente para remunerar las instalaciones, sin afectar más allá del riesgo de demanda a las instalaciones definidas como existentes.

Así, por tanto, el Informe Técnico Definitivo de la Comisión deberá determinar de manera desagregada los costos relacionados con:

- aVI de obras de expansión mandatadas, sean de generación o de transmisión.
- aVI de las instalaciones existentes de generación y transmisión.
- Costos de operación esperados, denominados costos variables, los cuales serán la suma de los costos variables combustibles y de los costos variables no combustibles multiplicados por la generación esperada de cada unidad.
- Costos de mantenimiento y administración.

En base a los costos anteriores, contenidos estos en el CID y CTLP, dependiendo de cual defina las tarifas, se deberán determinar los precios de nudo suficientes para cubrir dichos costos. Ahora bien, este precio de nudo tendrá dos componentes: uno suficiente para cubrir el aVI de las obras de expansión mandatadas y otro para cubrir el resto de los costos antes mencionados.

$$\text{Precio de Nudo} = \text{Precio de Nudo}_{OE} + \text{Precio de Nudo}_{\text{Otros costos.}}$$

El Precio de Nudo de Obras de expansión deberá contener únicamente la proporción de aVI de las obras de expansión de transmisión utilizadas por clientes regulados.

Los precios de nudo fijados se revisarán semestralmente, actualizando los mismos en base a las fórmulas de indexación determinadas y verificando que se cumplan los objetivos fijados.

La proporción de costos asociados a las instalaciones de transmisión de uso mixto se remunerará mediante la determinación de un cargo de transmisión semestral, conforme a la siguiente fórmula:

$$Ctx = \frac{\text{Anualidad de Inversión } T_x \text{ Libre} / 2}{\text{Proyección de demanda Libre}_{\text{Semestral}}} + \text{diferencias de recaudación}$$

1.3. Informe Técnico de previsión de demanda de SSMM

En la actualidad la Comisión Nacional de Energía realiza un Informe de Previsión de Demanda para el SEN y los SSMM, cuya discusión se enmarca en el Informe de Licitaciones de suministro requeridas por las empresas distribuidoras del SEN; es por esta razón, que se propone realizar un informe de previsión de demanda dedicado exclusivamente a los SSMM.

Objetivo: Tener conocimiento de los requerimientos de expansión del sistema con el tiempo suficiente para que se puedan analizar y proponer soluciones por parte del mercado, abarcando demanda libre y demanda regulada.

Frecuencia: Anual.

Actores involucrados: Empresas operadoras; empresas distribuidoras; Coordinador Eléctrico Nacional; Comisión Nacional de Energía; participantes e instituciones interesadas inscritas en el Registro de Participación Ciudadana.

Criterios a considerar: Consideración de la Planificación Energética Regional; información presentada por las empresas, otros antecedentes técnicos y económicos.

Instancias de difusión: Al menos una instancia de difusión y recepción de observaciones.

Responsable: Comisión Nacional de Energía previo envío por parte del Coordinador de un informe.

1.4. Informe Técnico de requerimientos de oferta regulada

Este informe constituiría un nuevo documento para los SSMM, ya que en la normativa vigente los requerimientos de expansión solo se visualizan en el proceso cuatrienal. Considerando como un buen ejemplo para el desarrollo de mayor oferta a las licitaciones de suministro de energía, las cuales se realizan con una antelación suficiente como para desarrollar nuevos proyectos, es que se propone realizar este Informe Anual de requerimientos de oferta regulada.

Objetivo inicial: Informar al mercado de los requerimientos de oferta de generación y/o sistemas de almacenamiento necesarios con una antelación suficiente para que este evalúe proyectos.

Frecuencia: Anual.

Actores involucrados: Empresas operadoras; empresas distribuidoras; Coordinador Eléctrico Nacional; Comisión Nacional de Energía; participantes e instituciones interesadas inscritas en el Registro de Participación Ciudadana; desarrolladores de proyectos.

Insumos a considerar: Informe de previsión de demanda; instalaciones existentes; instalaciones decretadas; inyecciones provenientes de instalaciones de clientes libres.

Instancias de difusión: Al menos una instancia de difusión y recepción de observaciones.

Responsable: Comisión Nacional de Energía.

Meta: Inscripción de proyectos en Registro de proyectos de SSMM castigando en la evaluación a los proyectos no renovables.

1.5. Informe Técnico de requerimientos de expansión de la Transmisión

Al igual que en el caso anterior, este informe constituiría un nuevo documento para los SSMM, ya que en la normativa vigente los requerimientos de expansión solo se visualizan en el proceso cuadrienal. Sin embargo y considerando la experiencia del Coordinador en la planificación de la transmisión es que se propone que sea este quien analice de manera bianual dichos requerimientos para el abastecimiento de toda la demanda.

Contexto: En cumplimiento de sus nuevas funciones el Coordinador deberá realizar los estudios técnicos necesarios para analizar los requerimientos de expansión del segmento de transmisión.

Frecuencia: Cada 2 años.

Actores involucrados: Empresas operadoras; empresas distribuidoras; Coordinador Eléctrico Nacional; Comisión Nacional de Energía; participantes e instituciones interesadas inscritas en el Registro de Participación Ciudadana; desarrolladores de proyectos.

Insumos a considerar: Informe de previsión de demanda; instalaciones existentes; instalaciones decretadas; informe de requerimientos de oferta; registro de proyectos.

Instancias de difusión: Al menos una instancia de difusión y recepción de observaciones.

Responsable: Coordinador Eléctrico Nacional.

Meta: Proponer a la Comisión las obras de expansión requeridas en el segmento de transmisión.

1.6. Política Energética Regional (PER)

Se propone definir, cada 4 años, una Política Energética Regional (PER), cuyo objeto será la construcción de una visión a corto, mediano y largo plazo sobre el sector energético en la región de Aysén y la definición de ejes estratégicos donde se aborden acciones y metas concretas, por ejemplo, en relación con la descarbonización de la matriz energética de la región.

Se propone que se verifique a través de un proceso participativo, fundiendo discusión técnica y ciudadana, a través de diversas instancias, tales como talleres provinciales y comunales, creación de un Comité Regional y grupos temáticos de trabajo, en los que confluyan diversos actores del sector público (Gobierno Regional, SEREMIS de los ministerios involucrados, CNE, CEN, SEC), del sector privado (empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras, desarrolladoras de proyectos), de la academia y sociedad civil.

Insumos a considerar: Política Energética para la Región de Aysén (2014 – 2018). Política Energética Nacional al 2050 (PEN). Estrategia Regional de Desarrollo (ERD).

Responsable: Ministerio de Energía (liderazgo desde la Seremi de Energía).

Meta: Política Regional vinculante a través del decreto que la oficializa.

2. Otros ajustes a la normativa

2.1. Tarificación

El concepto de tarificación se puede conceptualizar en tres etapas. La primera, asociada a la determinación de los costos; la segunda, asociada a la determinación de los precios que permiten pagar los costos determinados en la primera etapa; y la tercera etapa, que consiste en la determinación de los precios a traspasar a los clientes finales. En los siguientes párrafos nos referiremos a la tercera etapa mencionada precedentemente, las otras dos fueron abordadas en los numerales anteriores.

Las siguientes propuestas para incorporar a los SSMM en los instrumentos y los ajustes que se especifican a continuación proporcionan un marco más justo y adaptado a las características regionales.

2.1.1. Inclusión de los precios de nudo de generación - transporte de los SSMM al mecanismo de PNP

Como el mecanismo más relevante para morigerar los posibles efectos al alza de desarrollar un sistema eléctrico más robusto, resiliente y sustentable en los SSMM, es que se propone su inclusión dentro del mecanismo de Precios de Nudo Promedio establecido en la LGSE, con una restricción adicional, en base a las siguientes razones:

1. La no inclusión de los precios de nudo de los SSMM es una exclusión arbitraria en el sentido de que, al igual que los otros clientes regulados del país, estos no tienen injerencia frente a las condiciones de mercado en que se realizan las ofertas como en los costos de desarrollo de generación y transmisión. Las condiciones de mercado con que se realiza cada licitación y/o fijación de precios de nudo de SSMM pueden diferir por razones exógenas a los procesos y a los usuarios.
2. Las empresas distribuidoras de SSMM, al igual que las empresas del SEN, están obligadas a dar suministro a sus clientes; la única diferencia es que las primeras deben contar con la generación propicia para este efecto y las segundas deben suscribir contratos de suministro. Una consideración adicional es que en los SSMM -a diferencia del SEN- no existe la escala suficiente para configurar un mercado competitivo de contratos de suministro por lo cual licitar contratos de suministro no es recomendable.
3. Las ofertas de Gx y Tx que se esperan considerar en la propuesta de nueva regulación están sujetas a las condiciones de mercado al momento de la realización de la oferta y posterior adjudicación, al igual que las licitaciones de suministro del SEN.

4. Respecto de la restricción adicional que se desea incorporar, está relacionada a un beneficio directo que este Equipo Consultor considera necesario, dado el rol de soberanía territorial que los habitantes de la zona ejercen implícitamente. Así, por tanto, se propone que se incorporen los precios de nudo de los SSMM al procedimiento de precio de nudo promedio solo en caso de que estos precios de los SSMM se encuentren sobre el umbral definido para el Precio de Nudo Promedio del SEN; en caso contrario, no deben ser considerados para dicho procedimiento.

2.1.2. Mecanismo de Equidad Tarifaria Regional

Mediante la Ley 20.028 se introdujo a la LGSE el mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial, el cual tiene como objetivo modificar la componente de distribución para efectos de que todos los clientes residenciales del país paguen un valor similar por sus suministros de energía. Esta Ley tuvo grandes efectos en la Región de Aysén debido principalmente a la baja densidad del consumo eléctrico que implican costos altos.

Los costos asociados a la distribución de energía eléctrica varían significativamente en función de la densidad del consumo, en otras palabras, cuando una zona es más densamente poblada, la infraestructura de distribución abastece más demanda y a más clientes en menos kilómetros de red. Por el contrario, en las zonas menos densamente pobladas las redes son más extensas y dan suministro a una menor demanda y menor cantidad de clientes.

Este mecanismo, que beneficia significativamente a los clientes de las zonas menos densas, afecta de manera acotada a los clientes de las zonas más densas, esto por la proporción de consumo que representan; por esta razón y considerando el necesario desarrollo de la región, es que se propone reconfigurar el mecanismo de equidad tarifaria integrando a todos los clientes regulados de la región, de tal forma que se les aplique a todos los consumos de esa zona.

Así entonces, este mecanismo de Equidad Tarifaria Regional consistirá en ajustar la componente de distribución de las tarifas eléctricas con el objetivo de que todas las opciones tarifarias reguladas de la región cuenten con tal beneficio, el que consiste en que su costo de distribución no supere el 10% del promedio nacional de los costos de distribución. Para ello, se deberá realizar un ejercicio semestral que ajuste las componentes de distribución de dichas empresas con el objetivo de que se cumpla la condición señalada. Dichas diferencias de recaudación deberán ser adicionadas al resto de costos de distribución.

Este mecanismo se aplica de manera general y es previo a la aplicación de los mecanismos de equidad tarifaria actuales.

2.1.3. Estructuras Tarifarias

Potenciando y dirigiendo la potestad con la cual ya cuenta la Comisión Nacional de Energía, a efectos de fijar las estructuras tarifarias, se debe establecer de manera explícita que en la estructuración de las tarifas:

1. Se consideren las políticas energéticas locales, como otras políticas públicas, tales como las de salud, transporte y vivienda, entre otras.
2. Se consideren incentivos al recambio de energéticos evitando tener tarifas que se incrementen en ciertos horarios o que castiguen el consumo estacional.

La señal de hora de punta en algunos casos no logra gestionar el consumo, sino más bien genera contaminación debido al uso de grupos electrógenos. Por lo anterior se considera generar las instrucciones necesarias para que la Comisión estructure tarifas que fomenten el consumo desde la red.

2.2. *Netbilling* y PMGD

Los conceptos de *netbilling* y PMGD desarrollados en la regulación actual no consideraran la particularidad de los SSMM; en efecto, los tamaños tanto de la generación residencial para *netbilling* (definido como su máximo 300 kW) y PMGD (que define un tamaño máximo de 9MW) son del mismo orden de magnitud que algunas de las unidades de generación del parque generador de los SSMM, por esto último, los impactos que pueden causar unidades de esos tamaños en los SSMM son muy distintos a los efectos de esos mismos tamaños en el SEN. Por lo anterior, necesariamente, se debe poner un énfasis en los elementos de seguridad en la operación de las unidades de *netbilling* y PMGD en los SSMM, evitando que la entrega de derechos de unos, desarrollo de *netbilling* y PMGD, sea un riesgo a los derechos de otros, en este caso el derecho de los usuarios finales de contar con un suministro seguro.

2.2.1. *Netbilling*

Se propone modificar la regulación del artículo 149 bis de la LGSE (*netbilling*) en función de las particularidades de los SSMM. En la actual regulación de *netbilling* el tamaño máximo de la capacidad instalada por cada inmueble o instalación de un cliente o usuario final no podrá superar los 300kW; este tamaño es del mismo orden de magnitud de las unidades de generación de los SSMM, por lo que su conexión y operación en el sistema tienen complejidades tanto técnicas como económicas.

2.2.2. PMGD

Por otra parte, la generación distribuida no está definida para los SSMM dada la relación entre el tamaño de estos sistemas y el tamaño máximo de las unidades de generación distribuida (9MW). Para definir el concepto de PMGD en SSMM se deben definir tamaños significativamente inferiores a las unidades de generación de los sistemas medianos considerando en esta definición cuando sea relevante el tipo de tecnología; por otra parte, se debe mantener el concepto de autodespacho para no encarecer el costo de desarrollo de los PMGD en los SSMM por exigencias técnicas propias del Sistema Eléctrico Nacional.

Por lo anterior se propone agregar un párrafo específico que regule el *netbilling* y los PMGD en los SSMM, en este caso se proponen dos elementos centrales:

1) Se debe establecer la exigencia de desarrollar una norma técnica que contemple la elaboración de un estudio que defina los tamaños máximos o exigencias técnicas que permitan un funcionamiento seguro, tanto para las unidades *netbilling* como unidades PMGD. Los tamaños máximos deben ir aumentado en la medida que el sistema crece. La norma técnica deberá definir aquellos casos en que sea necesario poder exigir mecanismos para la estabilización de la potencia.

2) El precio de valorización de las inyecciones puede ser el máximo entre el precio de la componente de energía traspasado a los clientes finales y el valor que resulte de promediar el valor anteriormente mencionado y el “*costo marginal de energía del sistema*” al momento de la inyección.

2.3. Clientes Libres

Dado el tamaño de los sistemas medianos y la afectación que podría tener una migración masiva de clientes regulados a libres, es que cada migración desde cliente regulado a cliente libre deberá ser informada a la CNE de manera semestral, con una anticipación de dos meses previos a la actualización de los precios de nudo. Con dicha información la Comisión deberá comparar la demanda proyectada que dio origen a dicho plan y la demanda real. Debiendo actuar de la siguiente manera:

a) En caso de que dicha diferencia sea mayor a la demanda migrada, la demanda migrada deberá continuar remunerando por un periodo de 2 años un 25% del valor de inversión que le correspondía pagar siendo cliente regulado.

b) En caso de que dicha diferencia sea menor a la demanda migrada, la demanda migrada deberá continuar remunerando su proporción hasta que se cumpla con la condición mencionada en a), pasando a dicho régimen.

Adicionalmente, se permitirá a los clientes libres que dispongan de medios de generación e inyectar excedentes de energía y potencia a la red; dichos excedentes de energía y potencia deberán ser presentados como nueva oferta de generación para el sistema y se remunerarán, al igual que los otros proyectos, en base a una anualidad de inversión que deberá ser consistente con la capacidad de excedentes de que dispongan a la red. Además, las inyecciones serán valorizadas en función de sus costos variables combustibles y no combustibles declarados y reconocidos en el proceso cuadrienal.

2.4. Giro único

Se propone eliminar el giro único a las empresas distribuidoras de los SSMM, debido a que éstas pueden estar verticalmente integradas. Además de permitir a las empresas distribuidoras de los SSMM desarrollar un giro distinto como, por ejemplo, el de comercializador de productos que permitan una transición a consumos eléctricos, es una alternativa que puede entregar economías para los clientes.

2.5. Permisología

Se propone establecer la obligación de priorizar la evaluación ambiental y el otorgamiento de permisos a proyectos declarados de “*interés regional estratégico*” sobre otros proyectos del sector. Dicha declaración se efectuará en el proceso cuadrienal de expansión.

2.6. Institucionalidad

2.6.1. Creación de una unidad especializada y exclusiva en el Coordinador

Se propone la creación de -al menos- una Subgerencia de SSMM en el CEN dedicada exclusivamente a la expansión y operación de los SSMM, garantizando información de calidad en los procesos correspondientes.

Además, estará a cargo de emitir informes relacionados con los requerimientos de expansión de los sistemas. Dentro de sus roles, estará la dirección del comité coordinador de cada Sistema Mediano con más de un operador, la ejecución de los estudios técnicos que disponga la normativa, debiendo relacionarse con los actores locales para este efecto.

2.6.2. Refuerzo de los organismos involucrados en el proceso

Las mejoras a los procesos que se han propuesto deben contemplar el refuerzo de los equipos a cargo, a nivel de los organismos involucrados, particularmente la

CNE. Especialistas permanentes a cargo de los SSMM, en comunicación con los actores locales.

2.6.3. Refuerzo de capacidades en la región

Se propone aumentar la capacidad técnica instalada en la región para intervenir en los procesos, creando una unidad técnica en la SEREMI de Energía.

Por otra parte, se ha consignado la necesidad de fortalecer el equipo fiscalizador regional de la SEC en atención a la necesidad de propender a una mejora de los estándares de calidad de servicio y especialmente en una región tan extensa y sometida a situaciones climáticas extremas que estresan a la infraestructura de las redes de transmisión y distribución.

2.7. Transición

Un aspecto relevante que considerar en la propuesta de ajustes normativos guarda relación con la entrada en vigencia de los cambios propuestos y, particularmente, con la necesidad de que estos operen en plazos acotados. Para dicho efecto, deben contemplarse plazos perentorios para la dictación de la normativa reglamentaria correspondiente y, en caso de no contarse con dicha normativa, debe facultarse a la autoridad reguladora (CNE) para que de manera transitoria pueda dictar la normativa que permita la ejecución de los cambios legales.

Capítulo 5 : Indicaciones al proyecto de ley en trámite

1. Análisis comparativo de la propuesta con Proyecto de Ley en trámite

1.1. Aspectos generales

Con fecha 30 de enero se presentó el proyecto de ley que perfecciona los sistemas medianos en la LGSE boletín N° 16.627-08. Inicia su trámite en la Cámara de Diputadas y Diputados, Comisión de Minería y Energía, y en la Comisión de Hacienda en lo que corresponda.

En general, los objetivos y contenidos del proyecto se comparten, no obstante que existen espacios de mejora, conforme a las propuestas presentadas en el capítulo anterior, las que pueden considerarse a través de las correspondientes indicaciones.

En los apartados siguientes se desarrollan los principales aspectos que, a juicio del equipo consultor, deberían ser ajustados en el proyecto. A ello, deben adicionarse elementos de la propuesta que no son abordados por el proyecto de ley.

1.2. Definición y categorización de los sistemas medianos y aislados

El PDL establece una definición y categorización de los sistemas eléctricos presentes y/o posiblemente presentes en Chile, fundamentando esta propuesta en base a tres argumentos:

- Las definiciones vigentes de sistemas medianos (SSMM) y de sistemas aislados (SSAA) se basan únicamente en la capacidad instalada de generación, lo que ha impedido, entre otros factores, un tránsito expedito entre sistemas eléctricos.
- Las definiciones actuales no permiten considerar otras variables, como las circunstancias geográficas de lejanía y aislamiento, las condiciones climáticas, las particularidades del territorio, o el número de habitantes, por mencionar algunas. De este modo, cualquier sistema eléctrico con una capacidad de más de 1.500 kW y menos de 200 MW se encuentra sujeto a un conjunto de reglas que no reflejan adecuadamente la diversidad y especificidades de las áreas donde operan.
- Se consagra a nivel legal un proceso de categorización transparente y participativo de los sistemas eléctricos medianos y aislados a cargo de la

Comisión Nacional de Energía (CNE), el cual permitirá una transición progresiva de un sistema a otro.

A nuestro juicio, la categorización propuesta no resuelve del todo las complicaciones que bien señalan los fundamentos del proyecto de ley, más aún consagra una regulación para los SSMM que puede quedar sin sentido de presentarse eventualmente condiciones de competencia en dichos sistemas. Así, es conveniente citar los fundamentos que dieron origen a la regulación actual, los cuales están contenidos en la historia de la ley 19.940, donde se indica que:

“Según se ha señalado, la política energética aplicada en Chile a partir de la reforma desarrollada en la década de los 80, concibe a los componentes del sector energético interactuando con la lógica de los mercados competitivos. En ese contexto, la política de precios tiende a reflejar en ellos los costos reales de prestar los suministros.

*Los altos costos de los insumos energéticos en las zonas de Aysén y Magallanes por ejemplo, y particularmente en el caso de Aysén, son reflejo de esta política, pues su condición de aislamiento geográfico por un lado, y sus bajas demandas, por el otro, **no justifican económicamente la existencia de una infraestructura que permita aprovechar economías de escala y de ámbito.**”*

Dicho lo anterior, podría ocurrir eventualmente que en un Sistema Mediano se den condiciones de competencia suficientes para modificar la actual regulación, así como la regulación contenida tanto en el PDL del Ejecutivo como en la propuesta resultante de la presente consultoría.

Es por estas razones, que las indicaciones relacionadas con la categorización propuesta están relacionadas principalmente con los siguientes artículos:

- 1. Definición del Sistema Eléctrico Nacional (artículo 10°-1):** Esta definición limita la posible transición de un SSMM (que pudiese estar compuesto por la interconexión con otros SSMM de menor tamaño) a un sistema eléctrico con reglas de operación y mercado donde existan condiciones de competencia suficientes para transitar hacia dicha regulación. Como lo son las reglas hoy aplicables a todos aquellos Sistemas con capacidad instalada superior a 200 kW. **La indicación** consiste en eliminar la definición contenida en este artículo, lo que se traduce en suprimir el artículo propuesto.
- 2. Proceso de categorización de Sistemas Eléctricos (artículo 10°-5):** El procedimiento descrito en este artículo consagra a los Sistemas Medianos como tales sin importar el tamaño ni las condiciones de competencia presentes en dichos sistemas, la única condición establecida está relacionada con que no se encuentren interconectados al Sistema Eléctrico Nacional. Por otra parte, la condición de traspaso de Sistema Aislado a

Sistema Mediano sigue estando consagrada por la capacidad instalada de dicho Sistema Aislado. Por otra parte, no se establece a nivel legal el procedimiento ni principios de este proceso. **Las indicaciones** entonces al presente artículo estarán relacionadas con la eliminación de que la clasificación de un Sistema Mediano venga dada exclusivamente por no estar interconectado al SEN, sino más bien que dicha clasificación se encuentre vigente en base a un análisis de las condiciones de competencia presente en dichos Sistemas Medianos y, en caso de constatarse una situación de competencia que sea suficiente para transitar desde la regulación específica de SSMM a una incorporación progresiva de los conceptos del despacho económico y transacciones en un sistema coordinado con las reglas generales establecidas en la LGSE respecto de dicho despacho, esta transición pueda llevarse a cabo. En este mismo sentido, se establecerá un procedimiento reglado para realizar dicho análisis el cual deberá ser realizado por un equipo especializado en competencia.

- 3. Cambio en la categorización de un sistema eléctrico (artículo 10°-6):** En este artículo se establece que la Comisión establecerá un plan de transición una vez que un sistema cambie de categorización sin especificar a nivel legal cuales son los principios de ese plan ni las obligaciones que podrían tener otras instituciones como lo son, a modo de ejemplo, el Ministerio de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Además, en algunos Sistemas Aislados la transición puede resultar más compleja si es que no existe zona de concesión. **Las indicaciones** estarán relacionadas con establecer un procedimiento de acompañamiento a aquellos Sistemas Aislados que transiten a SSMM con el objetivo de facilitar dicha transición; de requerirse inversiones para la adecuación de las instalaciones a la normativa aplicable correspondiente, estas serán reconocidas en los procesos de fijación siguiente ya sea de Generación – Transporte como de Transmisión.
- 4. Indicaciones relacionadas con la eliminación del cambio de denominación de Sistema Eléctrico con capacidad instalada superior a 200 MW a Sistema Eléctrico Nacional.** Se realizarán las indicaciones necesarias para eliminar el cambio en las denominaciones propuestas.

1.3. Actualización del procedimiento de expansión y tarificación

El PDL plantea modificaciones al proceso de planificación de los SSMM basándose en los siguientes argumentos y propuestas:

- Planificación vigente se realiza sólo atendiendo a criterios de eficiencia económica: un porcentaje relevante de las unidades resultantes de los últimos estudios tarifarios corresponden a unidades térmicas de la empresa operadora de dichos sistemas, que se suman al parque existente.
- El procedimiento de tarificación contempla estudios secuenciales, desarrollados por las propias empresas que operan los sistemas medianos y la CNE.
- Se busca que la planificación de los SSMM propenda al desarrollo de las inversiones, considerando -además de las variables de eficiencia y seguridad actuales- la incorporación de energías renovables y almacenamiento.
- Se propone que los planes de expansión óptimos para cada sistema mediano deben considerar la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), la que contempla la incorporación de políticas medioambientales y objetivos de eficiencia energética, entre otros contenidos.
- El proyecto de ley incorpora un estudio único, licitado y adjudicado por la CNE, ejecutado por un consultor de acuerdo con procedimientos que serán supervisados por un comité conformado por representantes del Ministerio de Energía, de la CNE, de las empresas que operen los sistemas medianos y de los promotores de proyectos.
- Se eleva el estándar de participación con un proceso menos centralista, más observable y participativo: registro electrónico de promotores de proyectos de generación y transmisión en sistemas medianos + registro de participación ciudadana + obligación del Ministerio de Energía y la CNE de velar por la participación ciudadana, otorgando información de los procesos.

Si bien los argumentos y propuestas expuestas van en línea con los fundamentos del cambio normativo requerido para la región de Aysén, hay ciertos matices en términos de cómo lograr dichos objetivos. Estos matices están relacionados con la manera con que se recoge la visión local – regional, con la promoción de la competencia, con la adecuada visualización de los requerimientos de demanda e infraestructura, con la transparencia de la información y de los procesos de conexión, con separar la planificación requerida para los clientes regulados y para toda la demanda.

Así las indicaciones respecto del proceso de planificación y tarificación deben abordar los siguientes aspectos:

- 1. Principios de determinación de los precios de nudo de los SSMM. (artículo 159°, inciso segundo):** Los principios establecidos siguen

otorgando una relevancia significativa a la eficiencia omitiendo principios como la holgura, robustez y calidad de servicio. **La indicación** está relacionada con incorporar dentro de los principios la holgura, la robustez, y la calidad de servicio.

2. **Planificación de los Sistemas Medianos. (artículo 173°, inciso primero):** Los principios establecidos siguen otorgando una relevancia significativa a la eficiencia omitiendo principios como la holgura, robustez y calidad de servicio. **La indicación** está relacionada con incorporar dentro de los principios la holgura, la robustez, la continuidad y la calidad de servicio.
3. **Planificación de los Sistemas Medianos. (artículo 173°, inciso segundo nuevo):** El PDL indica que durante la etapa de planificación la Comisión podrá considerar inversiones para transformar generación térmica existente en generación basada en combustibles neutros en emisiones de dióxido de carbono equivalente (CO₂). Si bien este principio va en línea con los objetivos regionales, el reemplazo de las unidades podría darse no únicamente por esas razones sino por otras relacionadas con una mayor eficiencia técnica de las unidades que, a su vez, emitan menos gases de efecto invernadero u otra solución tecnológica. **La indicación** está relacionada con establecer la obligatoriedad de que la Comisión debe evaluar la necesidad de cambiar las unidades existentes en base al desempeño real de las mismas, buscando así utilizar unidades más eficientes en términos de emisiones y usos de combustibles.
4. **Planes de expansión y precios regulados. (artículo 174):** Define la metodología para determinar los planes de expansión y los precios regulados. **Las indicaciones** están relacionadas con especificar como se deben considerar y evaluar los nuevos proyectos de generación, como evaluar los requerimientos de expansión, especificar la separación entre la planificación de la generación que es únicamente para el segmento regulado, de la planificación y tarificación del segmento de transmisión que es para abastecer a toda la demanda, incluir los principios de holgura, resiliencia, calidad de servicio, establecer la consideración mandatoria de la PER, entre otros aspectos que dan cuenta de la propuesta regulatoria.
5. **Costos incrementales de desarrollo y costos totales de largo plazo. (artículo 175°):** Define la metodología para calcular los costos incrementales de desarrollo y los CTLP. **Las indicaciones** están relacionadas con incorporar indicaciones similares a la expuestas en el punto anterior; además, se incluirán los criterios mínimos de modelación necesarios para representar adecuadamente los Sistemas.
6. **Definición de Costos incrementales de desarrollo y CTLP. (artículo 176°):** Define la metodología para calcular el CID y CTLP, indicando, entre otras cosas, que la Comisión **podrá** considerar requerimientos de

infraestructura de distribución. Al no establecer una obligación puede que dicha habilitación legal no sea concretada minimizando así soluciones posibles para mejorar la calidad y continuidad de servicios de los SSMM. **Las indicaciones** están relacionadas con incorporar indicaciones similares a la expuestas en el punto 4; además, se establecerá la obligación de evaluar en el desarrollo del estudio los requerimientos de infraestructura de distribución. Adicionalmente, se establecerá la obligación de considerar en la determinación del CTLP las obras mandatadas en procesos anteriores al menos por un periodo de 20 años desde su entrada en operación.

7. **Registro de proyectos de generación y transmisión en SSMM. (artículo 176° bis):** Establece la creación de un registro cuyo objetivo es que dichos proyectos sean considerados en los planes de expansión del SM respectivo, así como la información que deben entregar para ser considerados. Ahora bien, considerando que el plan de expansión se definirá para un horizonte de 8 años, tiempo suficiente para poder obtener algunos de los requisitos hoy establecidos, es que se sugiere establecer en base al plazo de construcción dichos requerimientos. **Las indicaciones**, entonces, estarán asociadas a que existirán proyectos parte del registro que, dado el plazo de ejecución, deberán cumplir con menos requisitos. Lo anterior se justifica en que al decretar una obra con un retorno seguro el desarrollador del proyecto puede conseguir financiamiento y comenzar las obras, y obtener los requisitos establecidos. Adicionalmente se establecerán las condiciones de presentación de la oferta.
8. **Proyecciones de demanda y deber de información en SSMM (Artículo 176° ter):** Establece las obligaciones de información y que es deber de la Comisión realizar la proyección de demanda de los clientes libres y regulados, no lo establece como un proceso anual, ni con instancias participativas. **Las indicaciones**, se basarán en introducir el procedimiento del Informe de Previsión de demanda dedicado a los SSMM con frecuencia anual con los actores involucrados y las instancias de difusión.
9. **Planes de Expansión (artículo 179°):** Establece el carácter obligatorio de los planes de expansión, establece que las obras de medios ERNC y sistemas de almacenamiento serán reconocidas en dos procesos tarifarios. **Las indicaciones** estarán relacionadas con que el plan de expansión observará un horizonte de 8 años, que todas las obras decretadas, sean estas de generación, de transmisión y/o de sistemas de almacenamientos serán remuneradas en base al aVI ofertado por un periodo de 20 años.
10. **Indicaciones relacionadas con la inclusión de nuevos artículos:** La propuesta resultante de la presente consultoría incorpora nuevos procesos, es por esta razón que se deben generar indicaciones relacionadas con la creación de nuevos artículos para introducir el informe de requerimientos

de oferta regulada; informe de requerimientos de expansión de transmisión; política energética regional; multas por incumplimiento de oferta, plan de acción en caso de no concreción de obras, obligaciones, deberes y ámbitos de acción del Coordinador en los SSMM, procedimiento de actualización de los precios de nudo y cargos de transmisión de los SSMM, procedimiento de calificación de las instalaciones de transmisión.

11. **Indicaciones relacionadas con la eliminación de artículos propuestos:**
Se realizarán indicaciones para eliminar todos los artículos relacionados con licitaciones de suministro dentro de los SSMM.
12. **Otros:** en todos los artículos relacionados con el proceso se incorporarán instancias de difusión, incorporando la obligación de resguardar la presencia local.

1.4. Traspaso de costos a los clientes – medidas de Tarificación

El PDL plantea modificaciones relacionadas con mecanismos de traspaso de costos entre los clientes, bajo los siguientes fundamentos:

- Respecto a las tarifas reguladas no residenciales, en la actualidad existen importantes diferencias con el resto de las comunas de Chile, las que se ven atenuadas para el caso de las tarifas reguladas residenciales, producto del mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial (ETR). Lo anterior implica que las tarifas industriales o comerciales en comunas ubicadas en zonas aisladas podrían constituir barreras para el desarrollo de la actividad económica de estos sistemas. Por ende, se propone extender los mecanismos de equidad existentes a los SSMM.
- Para ello, se incorpora a los SSMM dentro del cálculo del precio de nudo promedio (PNP), de manera que los precios de energía de clientes regulados sean comparables con los del Sistema Eléctrico Nacional – SEN (el ajuste del 5% se aplica a los sistemas medianos, pero el recargo solo aplica a las concesionarias que no son parte de dichos sistemas).
- Por otro lado, se exige a los clientes no residenciales de los SSMM y del SEN, de comunas beneficiadas por el mecanismo de ETR, de aportar a dicho mecanismo, lo que beneficiará a los clientes comerciales e industriales, de dichas comunas.
- Por último, se mejoran y agilizan las herramientas correctivas interperíodo, de manera de modificar el nivel o la estructura tarifaria en caso de que no se cumplan las hipótesis sobre las cuales se sustenta el proceso de planificación de inversiones y cálculo de tarifas.

La propuesta resultante de la presente consultoría de cambio normativo enfatiza las propuestas establecidas en el PDL del Ejecutivo, así las indicaciones tendrán el siguiente sentido:

1. **Metodología de cálculo del PNP (Artículo 157°):** Las modificaciones realizadas a este artículo están relacionadas con la incorporación de los precios de nudo de los SSMM al mecanismo del PNP. **Las indicaciones**, apuntarán a que la incorporación de los SSMM sea una segunda etapa del cálculo del PNP. Se incorpora un inciso que establece lo siguiente: cálculo el PNP del SEN, dicho valor se compara con los precios de suministros de los SSMM, si dichos precios son mayores al PNP del SEN se realiza un segundo cálculo del PNP incorporando aquellos SSMM que están sobre el PNP inicial.
2. **Indicaciones relacionadas con Equidad Tarifaria Regional:** La propuesta resultante de la presente consultoría incorpora un nuevo concepto de equidad tarifaria, para ello se realizará una indicación proponiendo la inclusión de un nuevo artículo que defina el procedimiento para la determinación del mecanismo de Equidad Tarifaria Regional, el cual consistirá en ajustar la componente de distribución de las tarifas eléctricas, con el objetivo de que todas las opciones tarifarias reguladas de la región cuenten con tal beneficio, el que consiste en que su costo de distribución no supere el 10% del promedio nacional de los costos de distribución. Para ello, se deberá realizar un ejercicio semestral que ajuste las componentes de distribución de dichas empresas, con el objetivo de que se cumpla la condición señalada. Dichas diferencias de recaudación deberán ser adicionadas al resto de costos de distribución.

1.5. Otras materias

1.5.1. De la coordinación de los SSMM

El PDL propone mantener la coordinación de la operación en manos del Comité coordinador y que el rol del Coordinador Eléctrico Nacional este acotado a la programación de la operación de aquellos SSMM donde exista más de una empresa operadora. Las indicaciones relacionadas con estas materias tendrán el siguiente sentido:

1. **Principios de la Coordinación de la Operación. (artículo 72°-1, inciso tercero):** Se limita la acción del Coordinador a la realización de la programación de la operación en aquellos sistemas donde exista más de una empresa operadora. **La indicación** está relacionada con extender la acción

del Coordinador a todos los Sistemas Medianos y no únicamente a aquellos en donde exista más de un operador.

2. **De la obligación de coordinarse en los Sistemas Medianos. (artículo 173° bis):** Se establece a nivel legal la figura del Comité Coordinador, introduciendo la instancia del H. Panel de Expertos sin explicitar quien preside el mismo. **La indicación** está relacionada con establecer que el Comité Coordinador será presidido por un representante del Coordinador Eléctrico Nacional.

1.5.2. Planes Estratégicos de Energía en Regiones.

Las indicaciones relacionadas con estas materias tendrán el siguiente sentido:

1. **Planes Estratégicos de Energía en Regiones. (artículo 84°bis):** Se establece la realización de planes estratégicos a nivel regional los cuales deberán ser dictados por el Ministerio de Energía sin ser estos vinculantes con el proceso de planificación y expansión de los SSMM. Por otra parte, no se establece una frecuencia de realización de estos ni el procedimiento de desarrollo. **La indicación** está relacionada con no considerar a los SSMM en estos planes e introducir un nuevo artículo donde se definirá un nuevo proceso cuatrienal que determinará la **Política Energética Regional** vinculante, con procesos participativos y oficializada mediante un decreto emitido por el Ministerio de Energía.

1.5.3. Decreto de racionamiento.

Las indicaciones relacionadas con estas materias tendrán el siguiente sentido:

Decreto de racionamiento (artículo 163° incisos noveno y décimo): Establece las causas, la compensación y la metodología para dictar un decreto de racionamiento. **La indicación** está relacionada con incorporar otros fenómenos climatológicos, como congelamiento de cuencas, lagos y lagunas u otras causas que restrinjan la disponibilidad de los recursos primarios. Además, se incorporará el siguiente tema: *“considerando la movilidad de unidades de generación y almacenamiento entre sistemas permitiendo la excepción del cumplimiento de los plazos de conexión y desconexión tanto para el retiro incorporación y reintegro de unidades en los distintos sistemas”*.

Anexos

Anexo 1. Capacidad instalada y generación real 1. Sistema Mediano de Aysén

Gráfico N° 7: Capacidad Instalada Sistema Mediano Aysén 2023

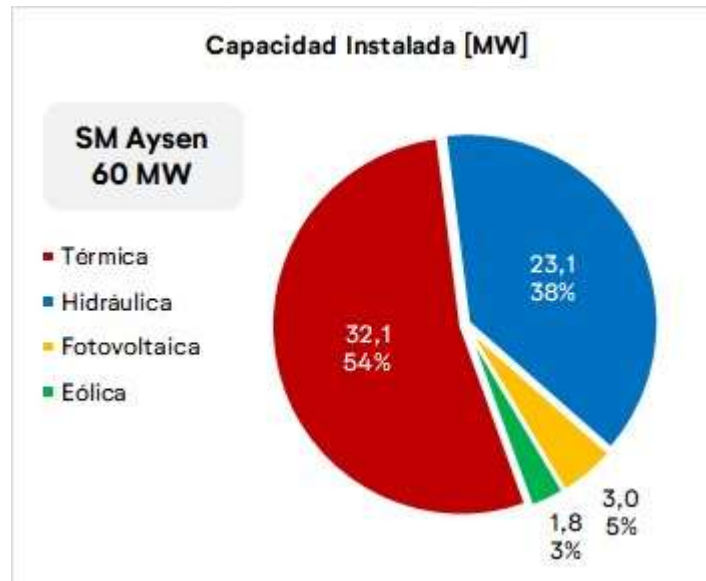


Tabla N° 9: Evolución Energía Generada por tipo de Tecnología Sistema Mediano Aysén 2008-2023

Año	Generación MWh					Generación %			
	Eólica	Hidro	FV	Térmica	Total	Eólica	Hidro	FV	Térmica
'2008	7.540	85.213		29.430	122.183	6%	70%		24%
'2009	7.325	90.512		22.050	119.887	6%	75%		18%
'2010	6.876	105.878		8.141	120.895	6%	88%		7%
'2011	7.620	89.290		33.228	130.138	6%	69%		26%
'2012	7.422	85.924		39.671	133.017	6%	65%		30%
'2013	6.029	90.060		40.426	136.515	4%	66%		30%
'2014	6.601	95.065		34.024	135.690	5%	70%		25%
'2015	5.780	79.550		51.732	137.062	4%	58%		38%
'2016	8.103	55.398		70.437	133.938	6%	41%		53%
'2017	6.343	105.028		24.606	135.977	5%	77%		18%
'2018	9.971	101.322		36.717	148.010	7%	68%		25%
'2019	12.054	87.107		52.018	151.179	8%	58%		34%
'2020	6.307	92.439		53.827	152.573	4%	61%		35%
'2021	6.119	80.048	487	75.569	162.223	4%	49%	0%	47%
'2022	5.574	86.733	4.931	76.824	174.061	3%	50%	3%	44%
'2023	4.035	105.425	4.424	66.935	180.820	2%	58%	2%	37%

2. Sistema Mediano de General Carrera

Gráfico N° 8: Capacidad Instalada Sistema Mediano General Carrera 2021

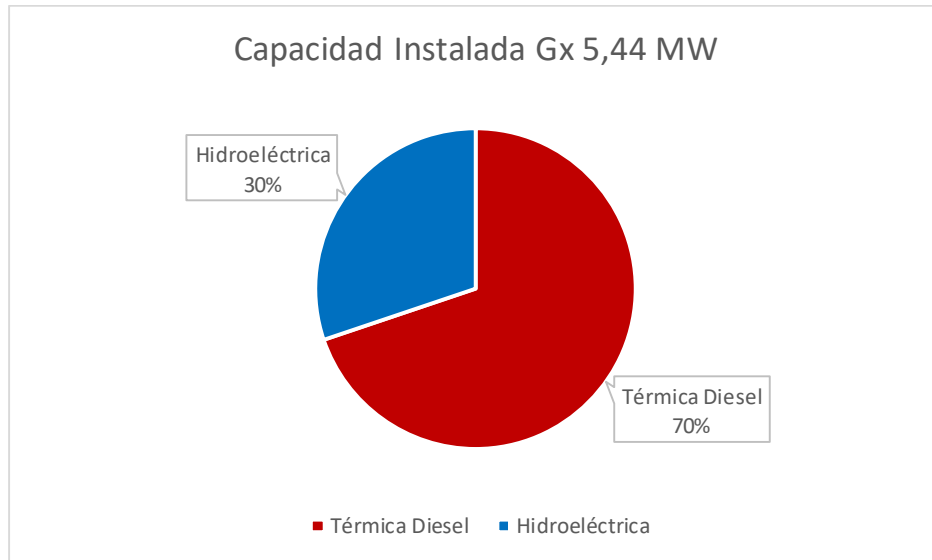


Tabla N° 10: Evolución Energía Generada por tipo de Tecnología Sistema Mediano General Carrera 2008-2023

Año	Generación MWh		Generación %	
	Hidroeléctrica	Térmica Diesel	Hidroeléctrica	Térmica Diesel
2008	5.341	2.292	70%	30%
2009	5.537	2.095	73%	27%
2010	5.664	2.254	72%	28%
2011	4.760	3.770	56%	44%
2012	5.727	3.381	63%	37%
2013	5.603	3.939	59%	41%
2014	5.665	4.438	56%	44%
2015	5.388	5.328	50%	50%
2016	4.643	6.507	42%	58%
2017	5.767	6.055	49%	51%
2018	5.791	6.631	47%	53%
2019	5.724	7.000	45%	55%
2020	5.840	7.083	45%	55%
2021 ¹⁴	3.869	5.464	41%	59%

¹⁴ Generación hasta el mes de agosto.

3. Sistema Mediano de Palena

Gráfico N° 9: Capacidad Instalada Sistema Mediano Palena 2021

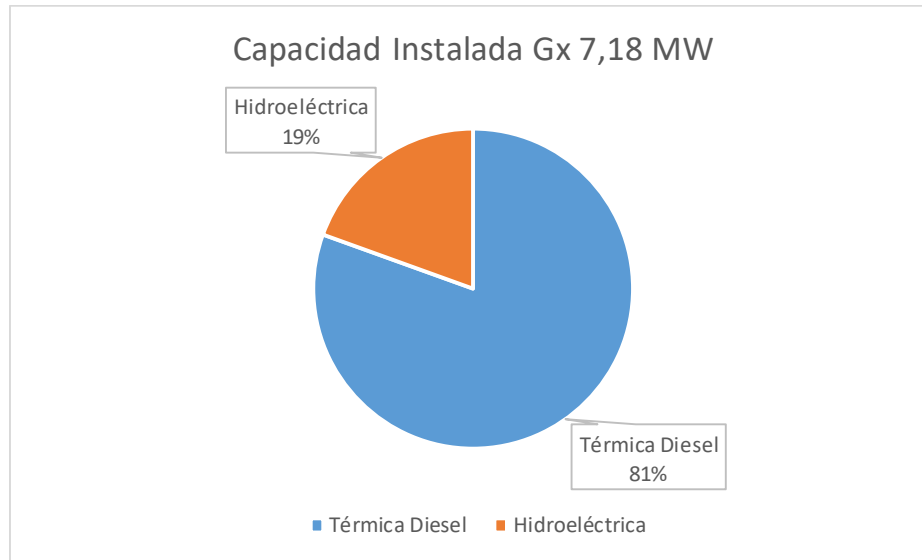


Tabla N° 11: Evolución Energía Generada por tipo de Tecnología Sistema Mediano Palena 2008-2023

Año	Generación MWh		Generación %	
	Hidroeléctrica	Térmica Diesel	Hidroeléctrica	Térmica Diesel
2008	5.810	171	97%	3%
2009	5.490	63	99%	1%
2010	5.830	36	99%	1%
2011	6.903	31	100%	0%
2012	7.153	251	97%	3%
2013	8.031	391	95%	5%
2014	8.966	737	92%	8%
2015	9.569	857	92%	8%
2016	9.108	1.413	87%	13%
2017	9.934	2.399	81%	19%
2018	8.218	4.285	66%	34%
2019	8.062	4.620	64%	36%
2020	8.625	4.724	65%	35%
2021 ¹⁵	6.200	3.427	64%	36%

¹⁵ Generación hasta el mes de agosto.

4. Sistema Mediano de Puerto Cisne

Gráfico N° 10: Capacidad Instalada Sistema Mediano Puerto Cisne 2021

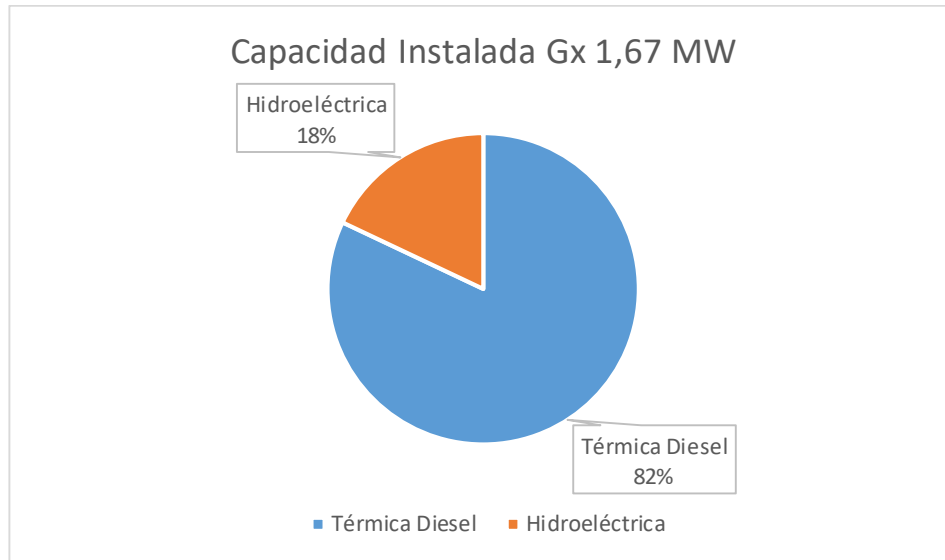


Tabla N° 12: Evolución Energía Generada por tipo de Tecnología Sistema Puerto Cisne 2020-2021

Año	Generación MWh		Generación %	
	Hidroeléctrica	Térmica Diesel	Hidroeléctrica	Térmica Diesel
2020	1.527	2.215	41%	59%
2021	1.834	2.171	46%	54%

Anexo 2. Cita de normas

Citas de la LGSE aplicables a la regulación de los SSMM contenidas en el DFL N°4 de 1959.

“...Artículo 142°. Las empresas eléctricas de servicio público sólo podrán cobrar como máximo por sus suministros y servicios, los precios que resulten de las tarifas y condiciones de aplicación autorizadas por la Comisión de Tarifas.

Artículo 143°. Las empresas podrán contratar libremente con sus consumidores y usuarios el precio de sus servicios cuando concurren las circunstancias siguientes o una de ellas:

- 1° Cuando se tratare de servicios por menos de un mes, y*
- 2° Cuando se tratare de condiciones especiales de servicio y en ello conviniere libremente el consumidor o usuario. Estos contratos deberán ser puestos en conocimiento de la Dirección para su aprobación.*

Las empresas productoras de energía eléctrica podrán contratar suministros libremente, fuera de las zonas de concesión de concesionarios de distribución. Podrán también contratarlos dentro de dichas zonas, pero con el consentimiento del respectivo concesionario de distribución. Los contratos de suministro deberán ser comunicados a la Dirección. Las estipulaciones sobre tarifas o precios que contengan los contratos de suministro que celebren empresas productoras con empresas distribuidoras de servicio público eléctrico, deberán ser aprobadas por la Comisión de Tarifas.

Asimismo, cuando una cooperativa de electrificación suministre energía a una empresa que haga servicio público de distribución, el precio que cobre la cooperativa deberá ser aprobado por la Comisión de Tarifas.

Artículo 144 °. La Comisión de Tarifas fijará las tarifas de las empresas eléctricas de servicio público, de modo que ellas produzcan a las empresas una utilidad neta anual de 10% sobre el capital inmovilizado vigente de la respectiva concesión.

En igual forma, regulará los precios o tarifas contenidos en los contratos de suministro que celebren empresas productoras con empresas distribuidoras de servicio público eléctrico. ...

Artículo 155°. Créase una Comisión de Tarifas cuya finalidad será la de intervenir, en la forma prescrita por la presente ley, en la fijación del capital inmovilizado y de los pliegos de tarifas de las empresas eléctricas de servicio público.

Esta Comisión, en su calidad de organismo público, someterá sus resoluciones a la Contraloría General de la República.

*Artículo 156°. La Comisión de Tarifas estará integrada por los siguientes miembros: El Director General de Servicios Eléctricos y de Gas, que la presidirá; un representante de la Corporación de Fomento de la Producción, designado por el Consejo de la Corporación; un representante del Instituto de Ingenieros de Chile designado por el Directorio del Instituto; un representante de la Confederación de la Producción y del Comercio, designado por su Consejo General, y un miembro de libre designación por el Presidente de la República.
....”*

Citas de la LGSE aplicables a la regulación de los SSMM contenidas en el DFL1 de 1982:

“...Artículo 97°.- Los precios de nudo deberán reflejar un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro a nivel generación-transporte para usuarios permanentes de muy bajo riesgo. Por su naturaleza, estos precios estarán sujetos a fluctuaciones que derivan de situaciones coyunturales como variaciones en la hidrología, en la demanda, en los precios de combustibles y otros. ...”

Citas de la LGSE aplicables a la regulación de los SSMM contenidas en la LGSE desde las modificaciones legales introducidas por la Ley 19.940 de 2004:

“...Artículo 104-1.- En los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts, en adelante, "sistemas medianos", se deberá propender al desarrollo óptimo de las inversiones, así como operar las instalaciones de modo de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.

En dichos sistemas se aplicarán las normas pertinentes respecto de las exigencias de seguridad y calidad de servicio, así como las normas de obligatoriedad y racionamiento establecidas en esta ley, conforme se establezca en el reglamento. Cuando en dichos sistemas exista más de una empresa generadora, deberán operarse todas las instalaciones interconectadas en forma coordinada, de modo de garantizar el cumplimiento de los objetivos asociados a la operación de las instalaciones establecidos en el inciso precedente. El reglamento establecerá las normas que se requieran para cumplir con la operación y administración de dicho sistema en las condiciones señaladas en este inciso.

Artículo 104-2.- Los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión y los precios regulados a nivel de generación y de transmisión de cada sistema mediano, se determinarán conjuntamente, cada cuatro años, mediante la elaboración de los estudios técnicos establecidos en los artículos siguientes. Los precios señalados se calcularán sobre la base del costo incremental de desarrollo y del costo total de largo plazo de los segmentos de generación y transmisión, según corresponda, de sistemas

eficientemente dimensionados, y considerando el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico.

La estructura general de tarifas se basará en el costo incremental de desarrollo de cada segmento. El nivel general de tarifas, por su parte, deberá ser suficiente para cubrir el costo total de largo plazo del segmento correspondiente. No obstante, en los casos en que las instalaciones de generación y transmisión, o una proporción de ellas mayor al 50%, pertenezca a una misma empresa con sistemas verticalmente integrados, el nivel de tarifas de las instalaciones correspondientes se fijará de modo de cubrir el costo total de largo plazo global de la empresa.

Para los efectos de lo establecido en el inciso anterior, los cálculos respectivos deberán considerar una tasa de actualización igual al 10% real anual.

El reglamento establecerá las condiciones y requisitos para calificar las instalaciones presentes en los sistemas medianos, como instalaciones de generación o de transmisión. ...”

Anexo 3. Listado de representantes de instituciones, organizaciones y empresas entrevistadas.

Tabla N° 13: Listado de representantes de instituciones, organizaciones y empresas entrevistados

ID	INSTITUCIÓN / ORGANIZACIÓN	REPRESENTANTE	CARGO	FECHA ENTREVISTA
1	Proyecto Eólico Kosten Aike	Pablo Galilea	Propietario	15-11-2023
2	GTD Ingenieros consultores	Héctor Lagunas	Gerente General	28-11-2023
3	Superintendencia de Electricidad y Combustibles - SEC	Cristián Illanes	Jefe Departamento Técnico de Sistemas Eléctrico	28-11-2023
4	Superintendencia de Electricidad y Combustibles - SEC	Hugo Ardiles	Director Regional de Aysén	29-11-2023
5	Ministerio de Energía	Johana Monteiro	Jefa División Mercados Eléctricos	30-11-2023
6	Pecket Energy	Javier Peña	Gerente Comercial	30-11-2023
7	Comisión Nacional de Energía – CNE	Eduardo Esperguel	Jefe Subrogante Departamento Eléctrico	01-12-2023
		Juan Pablo Maldonado	Profesional Subdepartamento Tarificación en Transmisión	
8	Grupo Saesa – Edelayen	Tomás Reid	Jefe Área Estudios Tarifarios	05-12-2023 06-12-2023
		David Chamorro	jefe de Conexión de Centrales	
		Leonardo Morán	Gerente Zonal Edelayen	
		Miguel Ketny	Encargado Unidad Estudios Generación Distribuida	
		Jaime Miranda	Ingeniero de Estudios Tarifarios	
9	Prime-Energía	Heros Morales	Gerente Comercial	15-12-2023 21-12-2023
		Laura Contreras	Gerente Asuntos Regulatorios	
		Marco Quezada	Gerente Operaciones	
10	Ministerio de Energía	Carlos Díaz	Seremi de Energía Aysén	21-12-2023
11	Antu Energía	Manuel Mata	Gerente General	22-12-2023
12	Innovación Energía – Inersa	José Arroyo	Subgerente de Operaciones	26-12-2023
13	Senado	Ximena Órdenes	Senadora por la 14° Circunscripción, región de Aysén	28-12-2023
14	Systep – Ingeniería y Diseños	Pedro Miquel	Director	03-01-2024
		Alejandro Navarro	Director	
		Pablo Lecaros	Gerente Mercados y Regulación	
		Daniel Osorio	Subgerente Mercados y Regulación	
		Benjamín Verdugo	Gerente Planificación y Estudios Eléctricos	
15	Aisén Reserva de Vida / Codeff Aisén	Peter Hartmann	Director	05-01-2024

Informe Final

IESD-CIEP:

“Diagnóstico de mejoramiento normativo de los sistemas medianos de la región de Aysén”

Tabla N° 13: Listado de representantes de instituciones, organizaciones y empresas entrevistados

ID	INSTITUCIÓN / ORGANIZACIÓN	REPRESENTANTE	CARGO	FECHA ENTREVISTA
16	Aisén Reserva de Vida / Codesa	Patricio Segura	Director	09-01-2024
17	Gobierno Regional de Aysén	Oscar del Solar	Jefe División de Infraestructura y Transportes	11-01-2023
		Leonardo Cisternas	Profesional División de Infraestructura y Transportes	