

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGIA



**“DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y
COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE
PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM”**

INFORME FINAL

PARTE 1

CNE-20-001 Rev.01

DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM

INDICE

Página

1	INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES.....	1
1.1	INTRODUCCIÓN	1
1.2	ANTECEDENTES	2
2	ANÁLISIS CRÍTICO DEL IMPACTO DE LAS DEFINICIONES DE SUBSISTEMAS DE POTENCIA Y SUBESTACIÓN BÁSICA DE POTENCIA	5
2.1	INTRODUCCIÓN. EL ORIGEN DEL PAGO DE POTENCIA	5
2.2	EVOLUCIÓN DE LAS INVERSIONES EN GENERACIÓN.....	6
2.3	DESEMPEÑO DE LA GENERACIÓN	13
2.4	APLICACIÓN DE SUBSISTEMAS DE POTENCIA Y EFECTO DE LAS TRANSFERENCIAS ENTRE SISTEMAS	23
2.5	SOBRE LA SUBESTACIÓN BÁSICA DE POTENCIA.....	36
2.6	CONCLUSIONES Y COMENTARIOS	39
3	PROYECCIÓN DE DESACOPLES ECONÓMICOS EN BLOQUES DE PUNTA PARA EL PERIODO 2021-2024.....	51
3.1	SUBSISTEMAS BASADOS EN DESACOPLES ECONÓMICOS.....	51
3.2	DESCRIPCIÓN METODOLÓGICA.....	53
3.3	DETERMINACIÓN DE SUBSISTEMAS.....	53
4	ANÁLISIS ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS DE GENERACIÓN DISPONIBLES PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA.....	61
4.1	GENERAL.....	61
4.2	TURBINAS A GAS	64
4.2.1	TURBINA DE GAS AERODERIVATIVAS (AD).....	65
4.2.2	TURBINA DE GAS HEAVY DUTY (HD)	65
4.2.3	CICLO ABIERTO-SIMPLE Y VARIANTES	65
4.2.4	CICLO CERRADO (GASES).....	66
4.2.5	DISPONIBILIDAD EN EL MERCADO	66
4.2.6	RENDIMIENTO	66
4.3	MOTORES GENERADORES.....	68
4.3.1	CARACTERÍSTICAS GENERALES GMG	68
4.3.2	DEFINICIÓN DE CLASES DE POTENCIA PARA GRUPOS MOTOR-GENERADOR (NORMA ISO 8528-1).....	69
4.3.2.1	Potencia Límite-Tiempo de Funcionamiento o Standby	69
4.3.2.2	Potencia Prime.....	70
4.3.2.3	Potencia Continua.....	71
4.4	CENTRALES RENOVABLES CON CAPACIDAD DE REGULACIÓN O ALMACENAMIENTO	72
4.4.1	CENTRALES RENOVABLES CON CAPACIDAD DE REGULACIÓN	72
4.4.2	CENTRAL HIDRÁULICA CON CAPACIDAD DE REGULACIÓN (EMBALSE)	74

4.4.3	CENTRAL DE CONCENTRACIÓN DE POTENCIA (CSP) O CENTRAL TERMOSOLAR CON ACUMULACIÓN DE SALES FUNDIDAS.....	76
4.4.4	CENTRAL GEOTÉRMICA CON GESTIÓN DEL FLUIDO GEOTÉRMICO	79
4.4.5	CENTRALES RENOVABLES CON CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO	83
4.4.6	CENTRAL FOTOVOLTAICA + BANCO DE BATERÍAS	84
4.4.7	CENTRAL EÓLICA + SISTEMA DE BATERÍAS	87
4.4.8	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE PASADA + SISTEMA DE BATERÍAS.....	89
5	CARACTERÍSTICAS ATRIBUTOS DE FLEXIBILIDAD DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS	92
6	CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA	98

GRÁFICOS, FIGURAS Y TABLAS

- Gráfico 2.1. Integración de nueva capacidad de generación en el SING, desde 2000 a 2020
- Gráfico 2.2. Precio de Nudo de la potencia en barras del SEN
- Gráfico 2.3. Evolución de la capacidad instalada en el Sistema Norte Chico
- Gráfico 2.3. Integración de nueva capacidad al Sistema Norte Chico
- Gráfico 2.4. Integración de nueva capacidad al Sistema Centro
- Gráfico 2.5. Integración de nueva capacidad al Sistema Sur
- Gráfico 2.6. Curva de generación horaria real del año 2017 – SEN
- Gráfico 2.7. Curvas de duración de la demanda, años 2016 a 2019 – SEN
- Gráfico 2.8. Aporte por tecnología a la generación en horas de demanda máxima año 2017
- Gráfico 2.9. Distribución horaria y mensual de demanda máximas, año 2017
- Gráfico 2.10. Aporte por tecnología a la generación en horas de demanda máxima año 2017, periodo de control
- Gráfico 2.11. Distribución horaria y mensual de demanda máximas, año 2017, periodo de control
- Gráfico 2.12. Aporte por tecnología a la generación en horas de demanda máxima año 2018
- Gráfico 2.13. Distribución horaria y mensual de demanda máximas, año 2018
- Gráfico 2.14. Aporte por tecnología a la generación en horas de demanda máxima año 2018, periodo de control
- Gráfico 2.15. Distribución horaria y mensual de demanda máximas, año 2018, periodo de control
- Gráfico 2.16. Aporte por tecnología a la generación en horas de demanda máxima año 2019
- Gráfico 2.17. Distribución horaria y mensual de demanda máximas, año 2019
- Gráfico 2.18. Aporte por tecnología a la generación en horas de demanda máxima año 2019, periodo de control
- Gráfico 2.19. Distribución horaria y mensual de demanda máximas, año 2019, periodo de control
- Figura 2.1. Subsistemas año 2016
- Figura 2.2. Asignación de Potencia de Suficiencia en el Sistema SING – año 2016
- Figura 2.3. Asignación de Potencia de Suficiencia en Subsistemas SIC Norte y SIC Centro Sur – año 2016
- Figura 2.4. Subsistemas año 2017
- Figura 2.5. Subsistemas año 2018
- Figura 2.6. Subsistemas SEN, año 2019
- Figura 2.7. Subsistemas SEN año, 2020
- Tabla 2.1. Participación por tecnología de generación
- Tabla 2.2. Promedio de valores máximos, año 2017
- Tabla 2.3. Participación por tecnología de generación, demandas máximas en periodo de control
- Tabla 2.4. Promedio de valores máximos, año 2017, periodo de control
- Tabla 2.5. Participación por tecnología de generación, demandas máximas 2018
- Tabla 2.6. Promedio de valores máximos, año 2018
- Tabla 2.7. Participación por tecnología de generación, demandas máximas 2018, periodo de control
- Tabla 2.8. Promedio de valores máximos, año 2018, periodo de control

Tabla 2.9.	Participación por tecnología de generación, demandas máximas 2019
Tabla 2.10.	Promedio de valores máximos, año 2019
Tabla 2.11.	Participación por tecnología de generación, demandas máximas 2019, periodo de control
Tabla 2.12.	Promedio de valores máximos, año 2019, periodo de control
Tabla 2.13.	Evolución de la definición de subsistemas, periodo 2016-2020 – SEN
Tabla 2.14.	Asignación de PSuf en el SING, año 2016
Tabla 2.15.	Cálculo de la transferencia entre Subsistemas SIC – año 2016
Tabla 2.16.	Cálculo de la transferencia entre Subsistemas SIC – año 2017, primer semestre
Tabla 2.17.	Cálculo de la transferencia entre Subsistemas SIC – año 2017, segundo semestre
Tabla 2.18.	Cálculo de la transferencia entre Subsistemas SIC – año 2017, Sistema Interconectado Nacional
Tabla 2.19.	Asignación de PSuf en el SING, año 2017
Tabla 2.20.	Asignación de PSuf en los subsistemas SIC Norte y SIC Centro Sur, año 2017 primer semestre
Tabla 2.21.	Asignación de PSuf en los subsistemas SIC Centro Norte y SIC Sur, año 2017 segundo semestre
Tabla 2.22.	Asignación de PSuf en los subsistemas SEN, año 2017 Sistema Eléctrico Nacional
Tabla 2.23.	Cálculo de transferencias entre subsistemas, año 2018 Sistema Eléctrico Nacional
Tabla 2.24.	Asignación de PSuf en subsistemas SEN, año 2018
Tabla 2.25.	Cálculo de transferencias entre subsistemas, año 2019 SEN. Caso 3 subsistemas
Tabla 2.26.	Cálculo de transferencias entre subsistemas, año 2019 SEN. Caso 2 subsistemas
Tabla 2.27.	Asignación de PSuf en subsistemas SEN, año 2019, primer semestre
Tabla 2.28.	Asignación de PSuf en subsistemas SEN, año 2019, segundo semestre
Tabla 2.29.	Sensibilización precio de potencia
Tabla 3.1.	Ingresos Tarifarios de pérdidas, tramos seleccionados de 500 kV
Tabla 3.2.	Ingresos Tarifarios de congestión, tramos seleccionados de 500 kV
Tabla 3.3.	Ingresos Tarifarios de pérdidas en periodo de control, tramos seleccionados de 500 kV
Tabla 3.4.	Ingresos Tarifarios de congestión en periodo de control, tramos seleccionados de 500 kV
Tabla 3.5.	Ingresos Tarifarios de pérdidas con 20 hidrologías, tramos seleccionados de 500 kV
Tabla 3.6.	Ingresos Tarifarios de congestión con 20 hidrologías, tramos seleccionados de 500 kV
Tabla 3.7.	Ingresos Tarifarios de pérdidas con 20 hidrologías, periodo de control de punta
Tabla 3.8.	Ingresos Tarifarios de congestión con 20 hidrologías, periodo de control de punta
Figura 3.1.	Histogramas de flujos esperados para el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, 500 kV
Figura 3.2.	Histogramas de flujos esperados para el tramo Ancoa – Alto Jahuel, 500 kV
Figura 3.3.	Subsistemas propuestos para el periodo 2021 - 2024
Figura N°4.1	Ciclo de la Turbina a Gas
Figura N°4.2	Ajuste de la Potencia Bruta de una Turbina de Gas por Efecto de la Altitud y la Temperatura Ambiente
Figura N°4.3	Heat Rate Plantas Ciclo Simple o Abierto (Btu/kWh)

Figura N°4.4	Potencia Límite – tiempo de funcionamiento o Standby
Figura N°4.5	Potencia prime
Figura N°4.6	Potencia continua
Figura N°4.7	Diagrama Central Renovable con capacidad de regulación
Figura N°4.8	Diagrama Central Hidráulica de Regulación (Embalse)
Figura N°4.9	Esquema Planta Termosolar
Figura N°4.10	Diagrama de flujo simplificado de la central geotérmica de condensación
Figura N°4.11	Diagrama de flujo simplificado de la central geotérmica binaria
Figura N°4.12	Diagrama Central Renovable con capacidad de almacenamiento
Figura N°4.13	Esquema Central Fotovoltaica más Sistema de Almacenamiento (baterías)
Figura N°4.14:	Sistema de Almacenamiento mediante Baterías
Figura N°4.15:	Esquema Central Eólica más Sistema de Almacenamiento (baterías)
Tabla N°5.1	Atributos de Flexibilidad de Distintas Tecnologías
Tabla N°6.1	Cuadro comparativo de las principales características de las tecnologías disponibles para suministrar potencia de punta
Tabla N°6.2	Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de centrales renovables con capacidad de regulación en operación, en construcción, con evaluación ambiental aprobada y con evaluación ambiental en desarrollo
Tabla N°6.3	Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de centrales renovables con capacidad de almacenamiento con evaluación ambiental aprobada y con evaluación ambiental en desarrollo
Figura A.1.1	Sistema de muestra con dos generadores y dos barras
Figura A.1.2	Sistema de prueba, ejercicio 1
Figura A.1.3	Sistema de prueba, ejercicio 2
Figura A.1.4	Sistema de prueba, ejercicio 3

1

**DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN
Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD
DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM**

INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES

1 INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES

1.1 INTRODUCCIÓN

La Comisión Nacional de Energía (CNE) mediante licitación pública N° 610-7-LQ20 ha contratado los servicios profesionales de la Unión Temporal de Proveedores conformada por Krea Energía Limitada y KAS Mercado y Regulación S.A. para que realice el Estudio denominado “Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM”, cuyos objetivos generales son los siguientes:

- Establecer una herramienta trazable y reproducible, en los términos que la Comisión establezca, para determinar y actualizar el precio básico de potencia de punta en el SEN y los SSMM.
- Propuesta de precio básico de potencia de punta en el SEN y los SSMM a partir de la estructura señalada en las Bases Técnicas de Licitación, junto con una propuesta de fórmulas de indexación del precio básico de potencia de punta considerando una periodicidad determinada.
- Realizar un análisis crítico y entregar propuestas en caso de que corresponda, de otras componentes que afectan al precio básico de potencia de punta, tales como la definición de subsistemas de potencia, la elección de la subestación básica de potencia y la aplicación del margen de reserva teórico.

El presente informe se presenta de acuerdo con lo establecido en la cláusula Octava del Convenio de Prestación de Servicios entre la Comisión Nacional de Energía y Unión Temporal de Proveedores KAS Mercado y Regulación S.A. y Krea Energía Limitada (en adelante “UTP KAS y Krea Energía”) de fecha 13 de junio de 2020, el cual dice relación con las actividades mínimas a realizar por parte de la UTP KAS y Krea Energía de los literales a) y b) del Objetivo Específico N°1, literales c), d) y e) del Objetivo Específico N°2 y literales f),g) y h) del Objetivo Específico N°3, literal i) del Objetivo Específico N°4, literales j) y k) del Objetivo Específico N°5, literal l), m) y n) de los Objetivos Específicos N°6, N°7, N°8, N°9 y N10.

1.2 ANTECEDENTES

De acuerdo con lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, corresponde a la Comisión Nacional de Energía (en adelante CNE o Comisión), entre otras tareas, el cálculo de los precios de nudo de energía y potencia en los sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kW de capacidad instalada de generación.

Para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 49° del Decreto N° 86, los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta en los respectivos subsistemas definidos por la Comisión, serán determinados sobre la base de un Estudio de Costos de Unidades de Punta para los respectivos sistemas eléctricos, a más tardar cada cuatro años, el cual podrá ser contratado por la Comisión conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes.

El estudio señalado deberá considerar, al menos, diferentes alternativas de tamaño de unidades, tecnologías, ubicación en el sistema, infraestructura existente, conexión al sistema eléctrico y disponibilidad de insumo primario de generación, entre otros aspectos. Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión podrá encargar o realizar un nuevo estudio, en tanto existan razones fundadas para ello.

Con base en lo descrito anteriormente, resulta necesario revisar las características de la unidad que aporte potencia de punta en el SEN, de forma tal de actualizar las condiciones actuales y desarrollo esperado del sistema, y reconocer de forma adecuada las componentes que permitan una consistencia tarifaria con el pago de la potencia de punta. Por otra parte, en el caso de los Sistemas Medianos (SSMM), los cuales poseen una capacidad instalada de generación superior a 1.500 kW e inferior a 200 MW, se deben determinar y evaluar los costos de desarrollo de las unidades de punta, de acuerdo con las características propias de cada uno de ellos.

En particular, para el caso del SEN, una variable que incide en el cálculo del precio básico de potencia es la definición de subsistemas de potencia y de subestación básica de potencia, razón por la cual resulta necesario realizar un análisis crítico a las metodologías empleadas para definirlos, y desarrollar propuestas metodológicas para su determinación. Posteriormente, a partir de las propuestas metodológicas, en conjunto a un análisis de operación esperada del sistema, se deberán proyectar los eventuales desacoples de potencia en las subestaciones nacionales durante el periodo 2021-2024, de modo tal de poder estimar los subsistemas durante ese periodo y así determinar el universo de ubicaciones donde se analizarán los costos de las unidades de punta.

Por otra parte, debido a los nuevos paradigmas de operación del sistema eléctrico chileno, en el cual existe una importante inserción de energías renovables variables, resulta necesario considerar y evaluar la incorporación y caracterización de costos relativos a la provisión de flexibilidad por parte de estas unidades de punta.

Adicionalmente, deberá realizarse un análisis crítico del margen de reserva teórico y elaborar recomendaciones de cambios a nivel legal y regulatorio para incorporar señales de sobre instalación eficiente para cumplir con los niveles de suficiencia y confiabilidad en el SEN.

Asimismo, en el presente Informe se determinarán los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta. Esto incluye las distintas tecnologías establecidas en las bases técnicas de licitación, como son: Turbinas a gas en ciclo simple o abierto de tamaño 70 MW, 150 MW y 300 MW para distintas localizaciones en el SEN. Adicionalmente, se determinará también los costos de inversión y costos fijos de operación para tecnología del tipo solar fotovoltaica y eólica, ambas con sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías para tamaño de 70 MW y 150 MW considerando la disponibilidad del recurso energético primario (radiación solar y viento) y consecuentemente la factibilidad técnica en las distintas localizaciones del SEN. Además, se determinarán los costos de inversión y costos fijos de operación para unidades generadoras del tipo Turbinas a gas en ciclo simple o abierto de tamaño 2 MW y 5 MW para los SSMM de Punta Arenas y 2 MW para los SSMM de Puerto Natales y Porvenir. Adicionalmente, para el SSMM de Punta Arenas se determinará el costo de inversión y costo fijo de operación de un Parque Eólico con sistema de almacenamiento de energía, mediante baterías de tamaño 6 MW. Para el caso de los demás SSMM de la Región de Aysén y Magallanes se utilizará como unidades generadoras la tecnología del tipo grupo motor – generador utilizando combustible el petróleo diésel.

Además, se determinarán los mayores costos, en caso de que corresponda, en los que incurrirían las unidades de punta por efecto de incorporar requerimientos de flexibilidad.

Adicionalmente, se propondrá e implementará una estructura de cálculo del Precio Básico de Potencia de Punta en el SEN y los SSMM, según las tecnologías y casos analizados en la actividad h) del Objetivo Especifico N° 3.

Se determina una fórmula o polinomio, con la definición de sus respectivos parámetros, que permita indexar el costo de desarrollo de las unidades de punta con la periodicidad que define la normativa vigente. Además, se considera el diseño de una herramienta de cálculo para la determinación del Precio Básico de Potencia del SEN y los SSMM y de su actualización en el tiempo que permite su trazabilidad y utilización de indicadores de público acceso. Por último, se diseña una herramienta de seguimiento de los principales insumos que inciden en el valor del Precio Básico de Potencia del SEN y los SSMM.

Finalmente se agregan en este Informe Final Preliminar el desarrollo de los objetivos específicos 8, 9 y 10, que dicen relación con el tamaño recomendado para la unidad de punta, una discusión crítica al Margen de Reserva Teórico y una estimación de los ingresos que pueden tener soluciones basadas en energía renovables con almacenamiento.

2

**DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN
Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD
DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM**

**ANÁLISIS CRÍTICO DEL IMPACTO DE LAS DEFINICIONES
DE SUBSISTEMAS DE POTENCIA Y SUBESTACIÓN
BÁSICA DE POTENCIA**

2 ANÁLISIS CRÍTICO DEL IMPACTO DE LAS DEFINICIONES DE SUBSISTEMAS DE POTENCIA Y SUBESTACIÓN BÁSICA DE POTENCIA

2.1 INTRODUCCIÓN. EL ORIGEN DEL PAGO DE POTENCIA

El marco regulatorio del sector eléctrico chileno, próximo a cumplir 40 años desde su promulgación, considera el producto electricidad en dos componentes fundamentales: energía y potencia. En su concepción original, se trata de un sistema de tarificación marginalista, donde el precio de la energía lo define la unidad de generación que entrega el kWh adicional requerido por la demanda, en tanto el precio de la potencia lo define el costo de inversión de la unidad que aporta el kW que permite satisfacer la demanda máxima del sistema. La operación o despacho de generación obedece al principio de abastecimiento seguro de la demanda, al menor costo de operación del sistema. Los costos de generación corresponden a los costos variables de producción declarados por los propietarios u operadores de las respectivas centrales eléctricas y estos pueden ser auditados por el Operador del Sistema o Coordinador.

Es importante señalar que las autoridades del sector, es decir el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, definen las reglas y supervisan su cumplimiento, entregando directrices y señales para propender a un mercado libre, abierto y competitivo. En el sector generación, los planes de obras propuestos por la autoridad son meramente indicativos. Los agentes inversionistas toman sus decisiones basados en criterios privados, por supuesto dentro del marco que define la normativa (Leyes, Reglamentos, Decretos, Normas Técnicas) y en principio responden a las señales que la autoridad entrega tanto en la regulación como en la implementación de ésta en los procesos tarifarios, por ejemplo.

Si bien el marco regulatorio del sector eléctrico ha tenido modificaciones para adaptarse a los cambios tecnológicos, ambientales y sociales, la definición del precio de la potencia casi no ha tenido cambios. Se mantiene el criterio de la “unidad más eficiente para dar potencia de punta”, el cómo se ha entendido este concepto por parte de la autoridad y el sector en general no ha sido cuestionado ni desafiado. Este concepto asume que dicha unidad será convocada al despacho **muy esporádicamente**, en condiciones de alta exigencia del consumo. En consecuencia, se entiende despreciable la relevancia el costo variable de producción y por tanto la eficiencia se busca en disponer de una unidad de generación de respuesta muy rápida al menor costo de inversión, cuyo único objetivo es “dar la punta”¹, es decir, satisfacer la demanda máxima del sistema.

¹ Esta premisa en si debe formar parte del chequeo permanente del cumplimiento de las hipótesis planteadas para el desarrollo del sistema, es decir, que efectivamente la colocación de este tipo de centrales sea baja en términos esperados, entonces cabe realizar la pregunta ¿con

Se entiende, de esta manera, que las inversiones en generación en el sistema eléctrico y por tanto el desarrollo de este último, debe seguir una lógica de optimalidad que plantea que: las unidades de alto costo de inversión y bajo costo de operación operan “en la base” con altos factores de planta y bajos costos nivelados (precio que repaga la inversión); las unidades de costo medio de inversión, pero costos de operación mayores que las unidades de base y menores factores de planta para suministrar las cargas medias y finalmente las unidades de bajo costo de inversión, alto costo de operación y bajísimo factor de planta, utilizadas sólo para las condiciones de demanda máxima del sistema. Este esquema corresponde a un sistema en que se simula que las decisiones de inversión son tomadas de manera centralizada, siguiendo el criterio marginalista y que el precio del producto electricidad permite rentar todas las inversiones.

Por otra parte, varias de las premisas que sustentan este modelo de mercado se enfrentan a serios desafíos. El primer paradigma cuestionado es “la electricidad no es almacenable” (al menos en grandes volúmenes). Un par de alternativas ya están dando sus primeros pasos en otros mercados: (i) almacenamiento de energía eléctrica para un desplazamiento horario, por ejemplo, mediante baterías, guardada como calor u otra forma de energía, que es reconvertida a electricidad en horarios de menor oferta; (ii) respuesta de la demanda, en donde mediante incentivos monetarios y redes inteligentes se puede gestionar el comportamiento de la demanda, haciendo innecesario la utilización de centrales de alto costo variable. Un segundo paradigma cuestionado tiene que ver con los costos de inversión. Tecnologías no tradicionales son cada vez más competitivas y han logrado vencer barreras que hace diez años parecían inalcanzables, incluso acercándose a lo costos de inversión de las unidades tradicionalmente utilizadas para definir el precio de la potencia.

En consecuencia, parece evidente que el diseño de mercado no sólo debe entenderse como la valorización y transacción de los productos energía y potencia. Teniendo en cuenta la evolución de los medios de generación, aparece la necesidad de contar con otros atributos que el mercado debe proveer de manera eficiente.

En los puntos siguientes se muestra cual ha sido la evolución de los principales sistemas eléctricos en Chile, a partir del año 2000.

2.2 EVOLUCIÓN DE LAS INVERSIONES EN GENERACIÓN

Dos aspectos fundamentales marcan el inicio de este siglo: por una parte, el Sistema Interconectado Central venía de sufrir una de las peores sequías de su historia, con episodios

que nivel de despacho esperado esta hipótesis es violada? Una respuesta a la pregunta anterior es vital para monitorear un crecimiento armónico del sistema y disponer de medidas regulatorias y tarifarias que eviten tanto la sub-instalación como la sobre instalación del sistema.

de racionamiento de la demanda; mientras que, por su parte, el Sistema Interconectado del Norte Grande sufría los efectos de un nivel de sobre instalación poco explicable.

Es necesario reconocer la distinta naturaleza de estos dos sistemas interconectados a esa fecha.

El **Sistema Interconectado Central (SIC)**, presenta una demanda más homogénea, una parte importante es la demanda de las compañías distribuidoras y su demanda regulada, pero también demanda comercial e industrial ubicada dentro de su zona de concesión; y en menor medida también existen grandes clientes minero-industriales, focalizados en unas pocas regiones. Por parte de la generación, su base es principalmente hidroeléctrica con importantes reservorios en la zona del Maule y del Biobío. La pequeña capacidad térmica se estaba expandiendo, aprovechando las grandes ventajas que proporcionaba el suministro de gas desde Argentina: posibilidad de estar cerca de la demanda (zona central del país), precios muy competitivos y disponibilidad sin la componente de aleatoriedad climática, es decir, un excelente complemento para la generación hidroeléctrica. Las compañías de generación competían por el suministro a las empresas distribuidoras, tomando ventajas de su localización.

Por su parte, el **Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)** es un sistema principalmente minero-industrial, relativamente nuevo (primeras interconexiones datan de fines de los 80's), sin recursos hídricos (la generación solar y eólica no eran parte de las opciones en esa época), y por tanto la producción de electricidad se basaba solamente en diversas tecnologías térmicas. Las pequeñas ciudades representaban menos del 10% de la demanda total del sistema. El crecimiento obedece a la explosión de proyectos mineros de la década de los 90's, donde cada proyecto minero de tamaño relevante buscó tener "su propia central" y las empresas generadoras se volcaron a la construcción de grandes unidades ciclo combinado (demasiado grandes comparadas con el tamaño del sistema) y dos gasoductos. El objetivo era conseguir contratos de suministro con clientes mineros cuyos contratos pagaban las inversiones en nuevas unidades de generación (y los gasoductos). De esta manera, a inicios de los 2000 este sistema se sobre instaló en unidades ciclo combinado, subutilizadas por razones de seguridad de operación.

Los siguientes gráficos muestran el tipo de tecnología y la potencia instalada por año. Las fechas corresponden a la declaración de operación comercial. La información base se ha tomado de los registros del Coordinador, disponibles en su página web.

Sistema Norte Grande

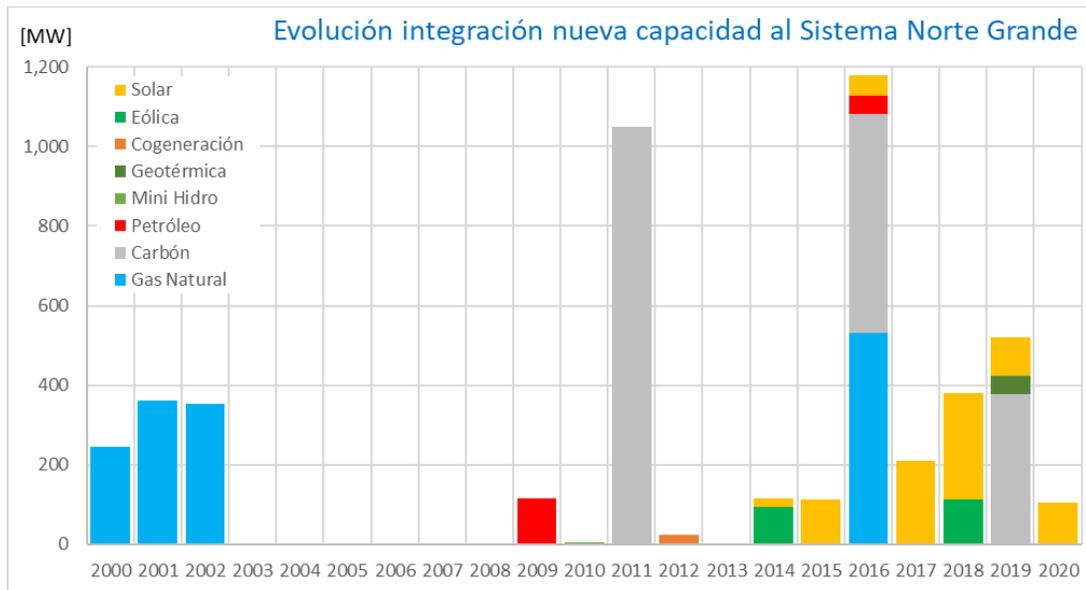


Gráfico 2.1. Integración de nueva capacidad de generación en el SING, desde 2000 a 2020

A inicios de los 2000 se terminó de construir y poner en servicio las unidades ciclo combinado en un periplo que partió en 1998. Luego, dado el nivel de sobre instalación, no fue necesario agregar nueva capacidad de generación. Al ritmo de crecimiento esperado, se estimaba que una nueva unidad de generación sería requerida hacia 2018. Sin embargo, ya es conocida la historia del término de suministro de gas desde Argentina, que se hizo efectiva 100% en 2007. Esto obligó a los generadores a volcarse a la conocida tecnología vapor-carbón, con una respuesta más rápida en una central de petróleo pesado (Tamaya, 100 MW) el 2009. Posteriormente, ampliaciones de proyectos mineros fueron cubiertas con otros proyectos base carbón y BHP finalmente concretó la construcción de su unidad ciclo combinado en 2016. La última central a carbón (y probablemente la última de la historia en Chile) obedece a un contrato de suministro firmado a fines de 2014 (IEM).

La entrada de generación renovable no-convencional parte en 2014, con incorporación de tecnologías eólica, solar y geotérmica. Se espera que esta tendencia sea mucho más pronunciada en los siguientes años, toda vez que la construcción de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre permitirá transferir importantes bloques de energía desde el Norte Grande al centro del país.

En este sistema la incorporación de unidades “de punta” es poco relevante. De hecho, las dos mayores centrales corresponden a Tamaya, como soporte intermedio antes del arribo de la nueva capacidad en generación vapor-carbón, y Ujina, central que se “conecta” al SING pero

que era parte de las instalaciones de Minera Collahuasi, es decir, se declaran disponibles para el sistema. Esta es una figura que se repite en varios lugares.

Como complemento, en el siguiente gráfico se muestra la evolución del precio de nudo de la potencia en las barras Crucero, Maitencillo Quillota, Alto Jahuel, Charrúa y Valdivia. Se entrega como material anexo un archivo Excel con información de todos los precios de nudos, para todas las barras en donde se ha definido precio (cambian en la medida que se ha crecido el sistema troncal/nacional). Valga la aclaración que en el SING la señal de precio siempre ha estado en el sector más al norte: Arica, Parinacota y posteriormente Lagunas (hasta 2019), con precios entre 5 y 10% más altos que los indicados para Crucero, que no han sido incentivo suficiente para gatillar inversión pagada solamente por ingresos de capacidad.

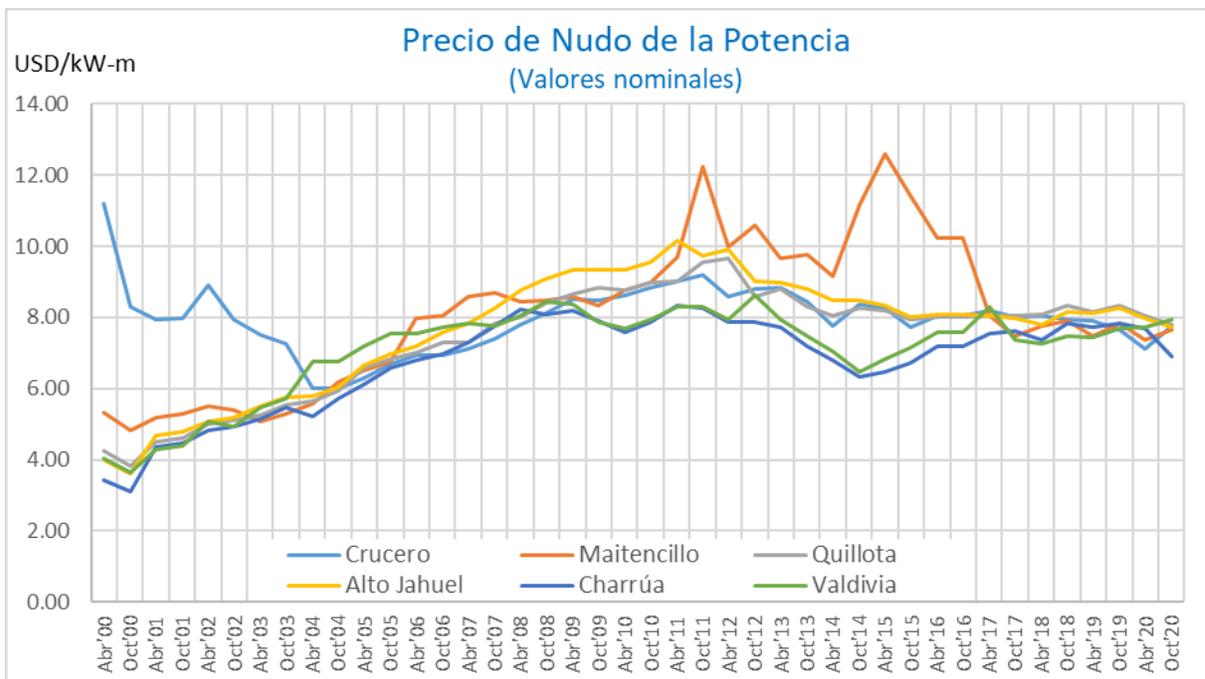


Gráfico 2.2. Precio de Nudo de la potencia en barras del SEN

Sistema Norte Chico

En el Gráfico 3 se puede apreciar la integración de nueva capacidad de generación en la zona denominada **Norte Chico** (Región de Atacama). La capacidad en "Gas Natural" corresponde a las dos OCGT de Taltal, parte del proyecto de Endesa (Enel) para el norte de Chile, con suministro de gas natural desde un ramal desde Mejillones, lugar de llegada del Gasoducto GasAtacama.

Cabe mencionar que, durante muchos años este sistema, débilmente conectado al resto del SIC, presentó precios de energía desacoplados y alta generación de unidades diésel en la zona de Diego de Almagro.

En este sistema sí se observan inversiones que caben dentro de la categoría “de punta”, es decir, poco despacho, tales como la TG Cardones y Termopacífico (pequeños motores de partida rápida) en 2009. Dominan las turbinas de pequeño tamaño (17 a 23 MW) y grupos de motores como Andes Generación (2016) que pueden operar tanto con petróleo diésel como con petróleo pesado (búnker o petróleo N°6). El precio de potencia coincide con los periodos más altos.

Las unidades a carbón corresponden a las Guacolda 3, 4 y 5 unidades que sustentaron su desarrollo en contratos de suministro con diversos proyectos minero-industriales.

Finalmente se puede apreciar la incorporación masiva de generación solar y eólica, fuente energética de muy buena calidad en la zona. Sin embargo, cabe mencionar aquí que las decisiones privadas no siempre conducen al óptimo. La sobre instalación en fuentes sin costo de generación provocó la saturación de las instalaciones de transmisión disponibles a la fecha, generando largos periodos de costo marginal de energía cero, así como limitaciones de producción.

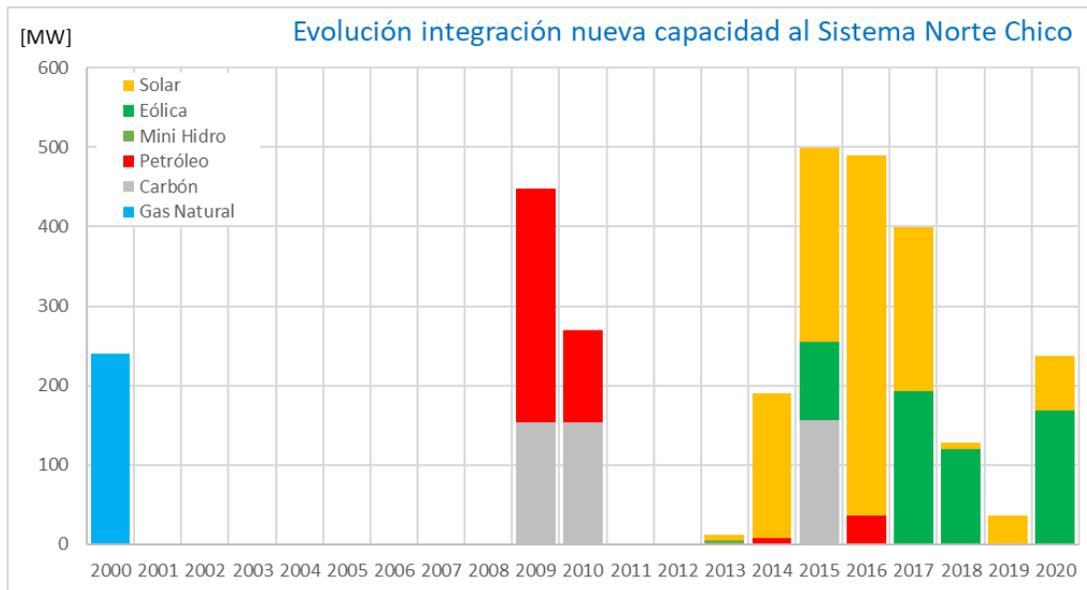


Gráfico 2.3. Integración de nueva capacidad al Sistema Norte Chico

Sistema Central

El **Sistema Central**, siendo el de mayor tamaño, ha incorporado cerca de 10.000 MW entre 2000 y 2020, en diversas tecnologías. Importantes proyectos hidroeléctricos tanto de embalse

como pasada (Ralco, Chacayes, La Higuera, La Confluencia, Angostura) complementan la entrada de los proyectos vapor-carbón (Bocamina II, Santa María, Campiche) y los últimos proyectos en gas natural (Nehuenco II, Candelaria y San Isidro II). En este caso los proyectos de generación en base a carbón también son una respuesta a la salida del gas natural proveniente de Argentina.

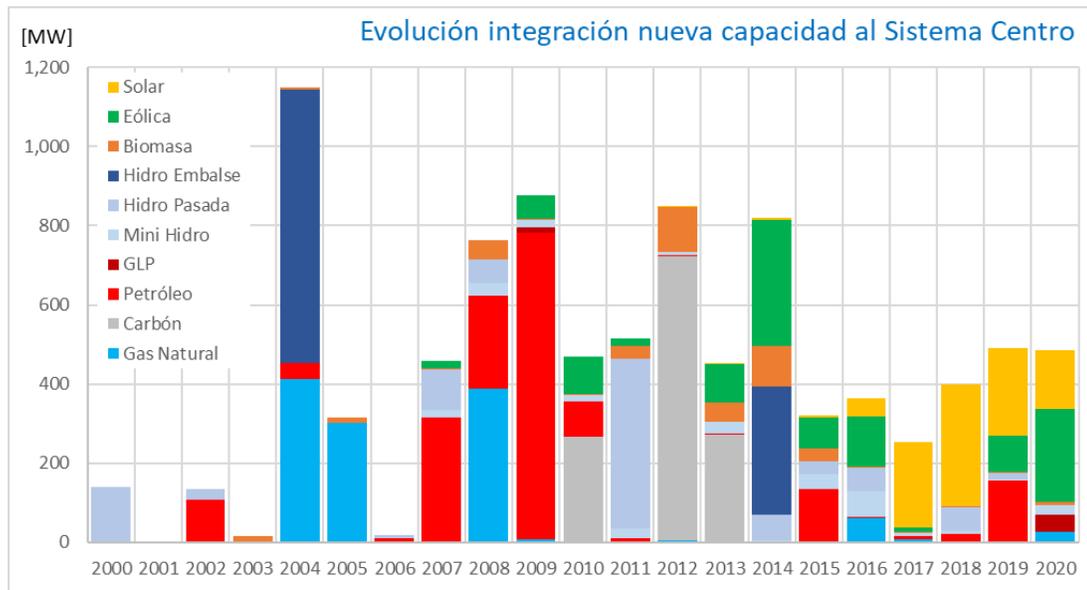


Gráfico 2.4. Integración de nueva capacidad al Sistema Centro

Entre 2007 y 2009 se destaca una gran penetración de centrales del tipo “de punta” al Sistema Centro. En dicho periodo el sistema presentaba una crisis derivada de una prolongada sequía, término del suministro de gas natural y altos precios de combustible, que se encontraban en niveles históricos en esos años.

En los últimos años, la incorporación de centrales del tipo no-convencionales empieza a tomar relevancia.

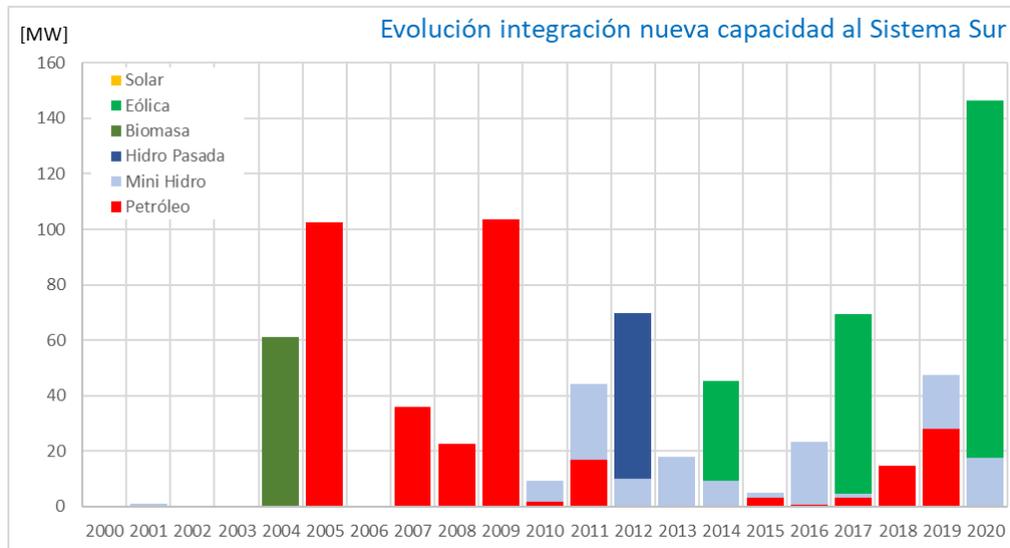


Gráfico 2.5. Integración de nueva capacidad al Sistema Sur

Sistema Sur

En el Sistema Sur resaltan la incorporación de las unidades Antihue (102,5 MW en 2005) y Trapén (81 MW en 2009) y en los últimos años, la importante capacidad en generación eólica (San Pedro en Chiloé, Aurora en Llanquihue). La operación de este sistema, en términos de capacidad de generación económicamente eficiente, es afectado por una limitada capacidad de transporte, puesto que todavía existen tramos con una única línea de transmisión en 220 kV (Temuco – Ciruelos, Pichirropulli – Rahue), situación que será aliviada con la incorporación de las obras de transmisión en construcción, tal como la nueva línea Pichirropulli – Tineo y Tineo – Nueva Ancud más otras obras asociadas). Los actuales problemas de congestión obligan a despachar unidades de alto costo variable cuando baja el aporte de generación renovable local (en especial el aporte de Central Canutillar).

En resumen, es posible apreciar que los agentes inversionistas desarrollan grandes proyectos de generación para mantener o ganar espacio en el mercado de contratos de suministro de largo plazo, de acuerdo con los recursos, tecnologías y espacios disponibles, que ofrezcan confort o controlabilidad tanto en la disponibilidad para producción de energía como en los costos de producción, de manera de mantener su modelo de negocio financieramente estable. Como una estrategia para acotar los precios spot, en caso de falta de generación costo-eficiente, también desarrollan proyectos del tipo “punta”, de bajo costo de inversión, pero alto costo variable de producción, que les permite un suministro de energía más seguro. Por ejemplo, se identifica la construcción de turbinas ciclo abierto duales (gas / petróleo) como Candelaria, Quintero, Taltal, Los Pinos y otras, en el rango de potencias entre 100 y 150 MW.

Se aprecia también el aprovechamiento de un espacio de negocio para inversionistas de menor escala, que se basa en la captura de un precio de potencia, que se mantiene relativamente fijo en un rango de 7 – 8 dólares por kW al mes, con factores de reconocimiento que bordean 60% para unidades térmicas. Así, se tiene a la fecha del orden de 2.400 MW en pequeñas centrales (motores diésel y turbinas menores a 60 MW) ubicadas a lo largo del sistema de transmisión, generalmente cercanas o dentro de redes de distribución que, en cierta medida, cumplen un papel de unidades de respaldo. Dado sus altos costos variables de producción, estas unidades tienen una probabilidad muy baja de ser convocadas al despacho y, ciertamente, así lo muestran las estadísticas de generación.

2.3 DESEMPEÑO DE LA GENERACIÓN

En el Gráfico 2.6 se muestra una curva de generación horaria real, que en este caso corresponde al año 2017. Para propósitos de análisis, una curva de este estilo usualmente se transforma a una forma más suave, denominada curva de duración de la demanda, solamente ordenando los valores de mayor a menor. En el Gráfico 2.7 se muestran las curvas de duración de la demanda correspondientes a los años 2016 a 2019.

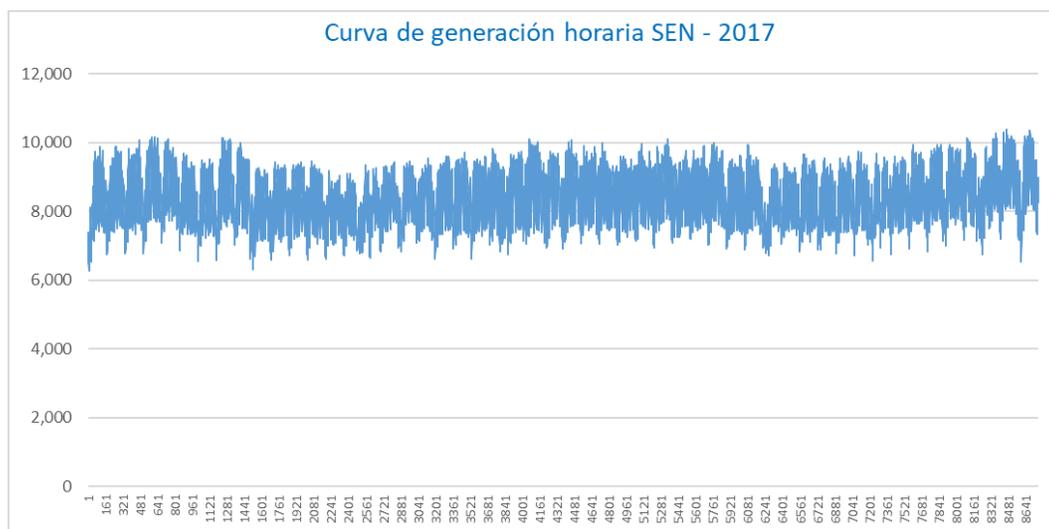


Gráfico 2.6. Curva de generación horaria real del año 2017 – SEN

Estas curvas permiten apreciar qué tan pronunciados pueden ser los periodos de punta y qué capacidad debe disponer el sistema para asegurar su completo abastecimiento.

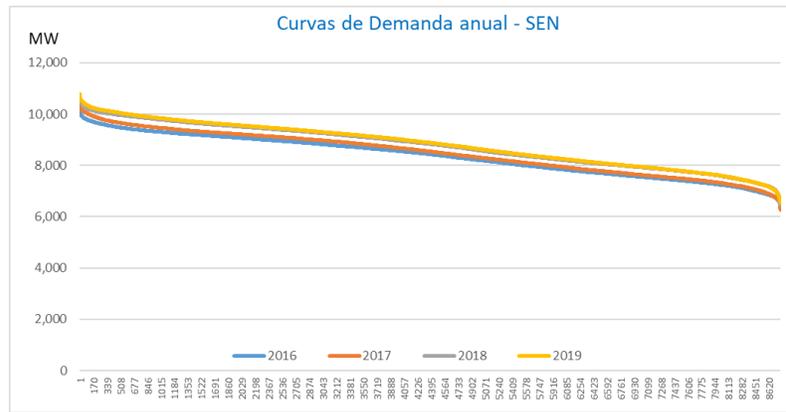


Gráfico 2.7. Curvas de duración de la demanda, años 2016 a 2019 - SEN

En los siguientes gráficos se muestra para los años 2017, 2018 y 2019 (periodo donde tiene sentido hablar de un único gran sistema interconectado) la forma en que ha sido suministrada la demanda en las horas de máxima demanda, considerando para ello los 52 mayores valores de la curva, es decir, corresponden al despacho real para estas horas (generación bruta), independientemente que alguna unidad pudiera haber sido despachada por razones distintas al mérito económico.

Para efectos de este análisis se considerará el siguiente periodo de control de punta: 18:00 a 23:00 horas de lunes a viernes, excepto días festivos, entre abril y septiembre, para los años 2017, 2018 y 2019. Se analiza la forma en que se suministró la demanda considerando **52**, **104**, **156** y **208** mayores valores en los siguientes casos: (a) cualquier día del año; (b) sólo en el periodo de control de punta.

Generación en demandas máximas, año 2017

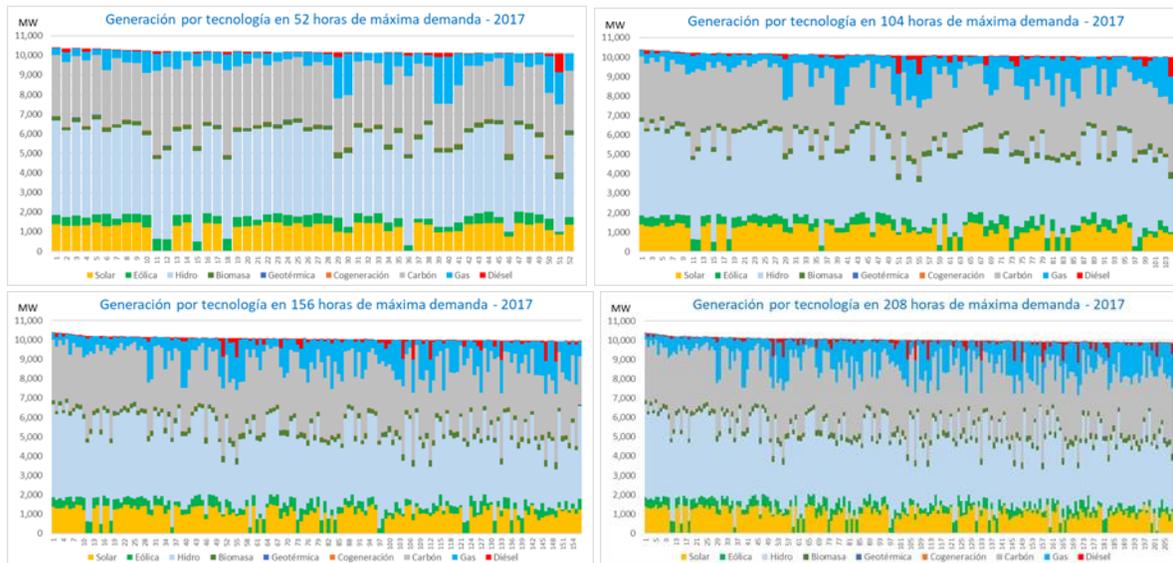


Gráfico 2.8. Aporte por tecnología a la generación en horas de demanda máxima año 2017

La participación en el suministro de las demandas máximas, por tipo de tecnología, para los cuatro casos analizados, se muestra en la siguiente tabla:

Muestra	Solar	Eólica	Hidro	Biomasa	Geotérmica	Co-gener	Carbón	Gas	Diésel
52 horas	11.5%	4.4%	41.7%	2.2%	0.1%	0.1%	31.2%	8.0%	0.6%
104 horas	10.4%	4.4%	39.9%	2.3%	0.1%	0.1%	31.9%	10.0%	1.0%
156 horas	10.3%	4.3%	38.9%	2.3%	0.1%	0.1%	32.0%	10.8%	1.2%
208 horas	10.0%	4.2%	38.3%	2.4%	0.1%	0.1%	32.1%	11.4%	1.3%

Tabla 2.1. Participación por tecnología de generación

En términos generales, se observa de esta tabla que la ampliación de la muestra, desde 52 a 208 horas de demanda máxima, no altera de manera significativa el orden de magnitud de la participación por tipo de tecnología, no obstante, existe un cruce entre la generación hidroeléctrica y la térmica (carbón y gas natural). Mientras menor se hace la muestra, existe un mayor aporte hidroeléctrico. Se debe recordar que mientras menor es la muestra, los valores máximos son más altos, como se muestra en la tabla siguiente.

#Horas	MW _{prom}
52	10,179
104	10,115
156	10,067
208	10,026

Tabla 2.2. Promedio de valores máximos, año 2017

Respecto a los meses en que ocurrieron las demandas máximas durante 2017, en los siguientes gráficos se puede apreciar que en 2017 éstos se concentraron en meses de verano (principalmente diciembre), en tanto las horas se concentran en el periodo 15:00 a 17:000.

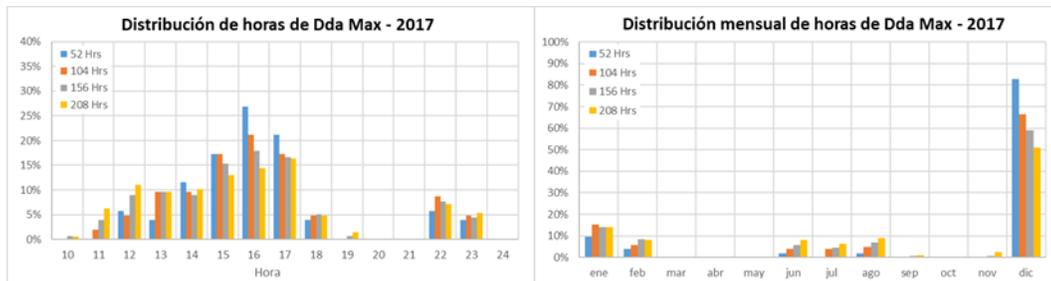


Gráfico 2.9. Distribución horaria y mensual de demanda máximas, año 2017

Generación en demandas máximas en periodo de control de punta, año 2017

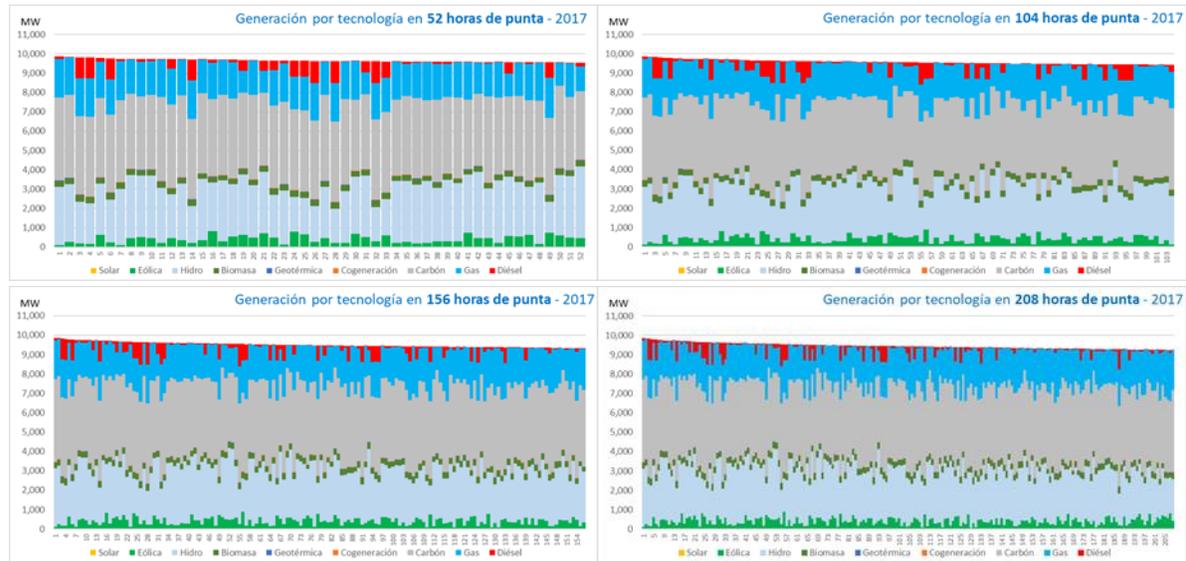


Gráfico 2.10. Aporte por tecnología a la generación en horas de demanda máxima año 2017, periodo de control

En las tablas siguientes se muestra el porcentaje de participación en el suministro de la demanda en el horario de punta y los valores máximos registrados, para las distintas muestras:

Muestra	Solar	Eólica	Hidro	Biomasa	Geotérmica	Co-gener	Carbón	Gas	Diésel
52 horas	0.0%	4.2%	28.5%	3.0%	0.2%	0.2%	42.2%	18.4%	3.3%
104 horas	0.0%	4.3%	28.6%	3.1%	0.1%	0.2%	42.2%	18.4%	3.1%
156 horas	0.0%	4.2%	28.2%	3.1%	0.1%	0.2%	42.4%	19.0%	2.6%
208 horas	0.0%	4.3%	27.9%	3.1%	0.1%	0.2%	42.7%	19.4%	2.3%

Tabla 2.3. Participación por tecnología de generación, demandas máximas en periodo de control

Horas	MW _{prom}
52	9,656
104	9,569
156	9,505
208	9,449

Tabla 2.4. Promedio de valores máximos, año 2017, periodo de control

Algunas observaciones en comparación con el caso anterior: (a) las demandas máximas son menores en más de 500 MW, debido en parte al mecanismo de control de demanda establecido; (b) hay menor participación de la generación hidroeléctrica, compensada por generación térmica (carbón y gas natural); (c) obviamente no hay aporte solar (a la fecha esta tecnología sólo tiene plantas fotovoltaicas, sin acumulación).

Meses y horas en que ocurrieron las demandas máximas, en periodo de punta durante 2017: se observa que los valores se concentran en junio, julio y agosto, en el periodo 19:00 a 22:00 horas (horas 20, 21 y 22); la hora 23 tiene una participación marginal:

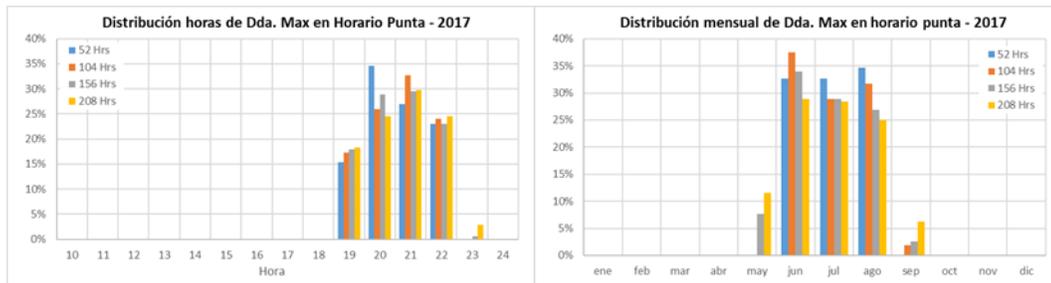


Gráfico 2.11. Distribución horaria y mensual de demanda máximas, año 2017, periodo de control

Generación en demandas máximas, año 2018

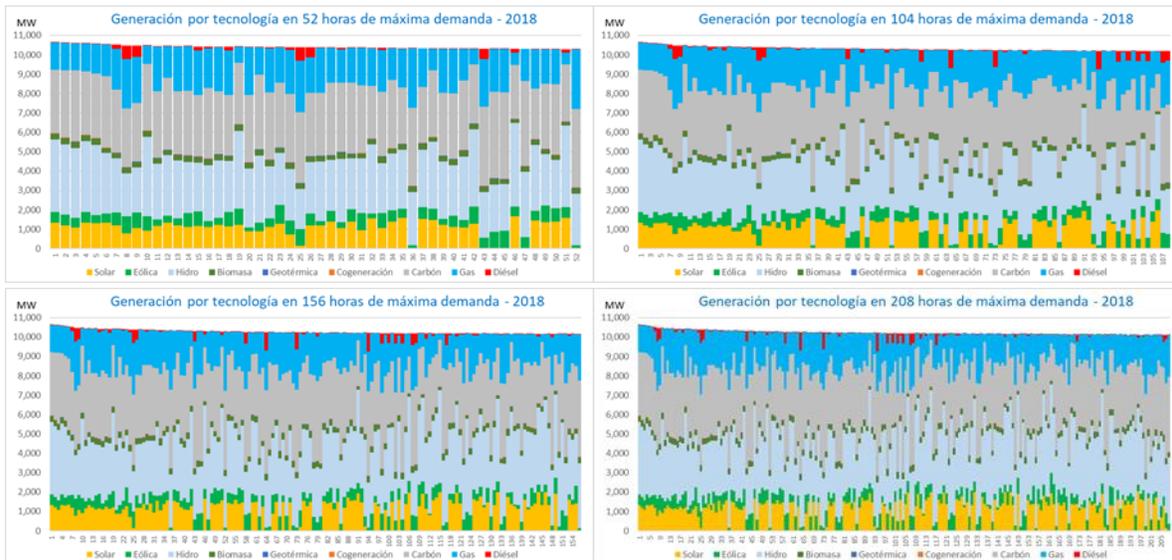


Gráfico 2.12. Aporte por tecnología a la generación en horas de demanda máxima año 2018

Las tablas siguientes muestran el aporte por tecnología al suministro de la demanda máxima durante 2018 y el promedio de demanda máxima, para las diferentes muestras horarias:

Muestra	Solar	Eólica	Hidro	Biomasa	Geotérmica	Cogeneración	Carbón	Gas	Diésel
52 horas	10.2%	5.5%	29.2%	2.6%	0.2%	0.2%	33.0%	18.3%	0.9%
104 horas	9.3%	5.4%	29.7%	2.6%	0.2%	0.2%	33.6%	18.0%	1.1%
156 horas	9.7%	5.3%	31.1%	2.6%	0.2%	0.2%	33.0%	17.0%	0.9%
208 horas	9.9%	5.2%	31.8%	2.6%	0.2%	0.2%	32.9%	16.5%	0.8%

Tabla 2.5. Participación por tecnología de generación, demandas máximas 2018

#Horas	MW _{prom}
52	10,393
104	10,305
156	10,264
208	10,230

Tabla 2.6. Promedio de valores máximos, año 2018

En términos de participación por tecnología, se observa un cruce entre la generación hidroeléctrica y la térmica a gas natural. A medida que los valores de demanda son más altos, toma mayor participación el gas natural y menor la hidroelectricidad, el resto mantiene su participación relativamente pareja.

Sobre los meses y horas en que ocurrieron las demandas máximas durante 2018: concentración en meses de invierno (junio principalmente), pero mayor concentración en horarios de media tarde, es decir, horas 15 a 17, por sobre el horario de punta.

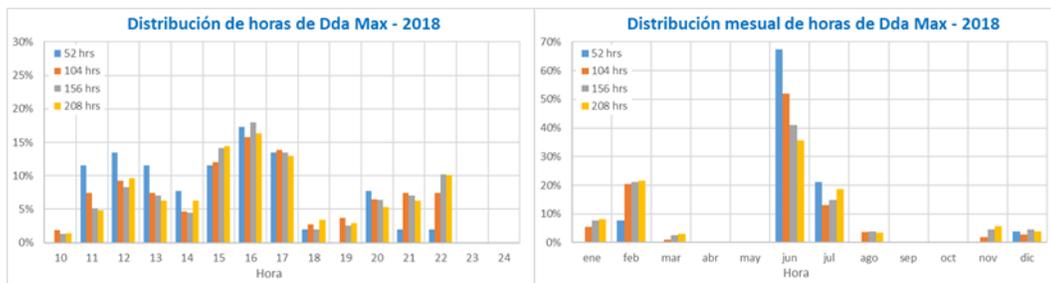


Gráfico 2.13. Distribución horaria y mensual de demanda máximas, año 2018

Generación en demandas máximas en periodo de control de punta, año 2018

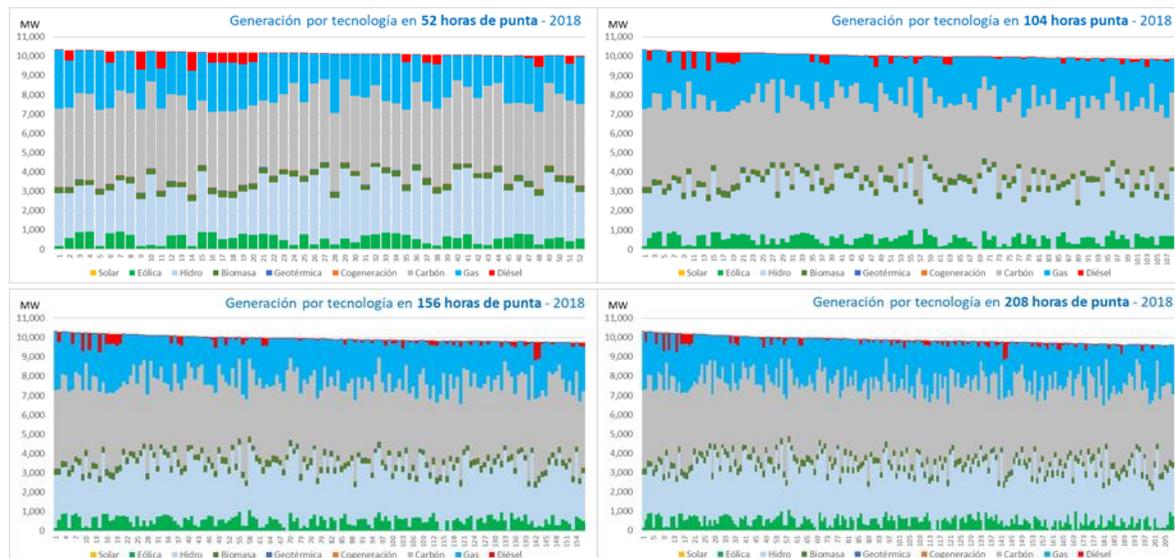


Gráfico 2.14. Aporte por tecnología a la generación en horas de demanda máxima año 2018, periodo de control

Muestra	Solar	Eólica	Hidro	Biomasa	Geotérmica	Co-gener	Carbón	Gas	Diésel
52 horas	0.0%	5.6%	27.9%	2.8%	0.2%	0.2%	40.4%	21.2%	1.8%
104 horas	0.0%	5.4%	28.6%	2.8%	0.2%	0.2%	40.4%	21.2%	1.2%
156 horas	0.0%	5.3%	28.5%	2.8%	0.2%	0.2%	40.7%	21.0%	1.3%
208 horas	0.0%	5.0%	28.6%	2.9%	0.2%	0.2%	41.1%	20.9%	1.1%

Tabla 2.7. Participación por tecnología de generación, demandas máximas 2018, periodo de control

#Horas	MW _{prom}
52	10,145
104	10,032
156	9,958
208	9,884

Tabla 2.8. Promedio de valores máximos, año 2018, periodo de control

En términos de aporte por tecnología, se aprecia que la falta de generación solar fotovoltaica es complementada principalmente por generación térmica (carbón y gas); el aporte de la hidroelectricidad se mantiene en niveles menores a 30%, correspondiendo a un año seco. La diferencia de demandas máximas respecto al caso “cualquier periodo” oscila entre 250 y 350 MW.

Respecto a los meses y horas en que ocurrieron las demandas máximas, en periodo de punta, durante 2018, se mantiene la misma observación que en 2017, es decir, concentración en junio y julio, con tres horas de mayor aporte (20, 21 y 22) y participación marginal de la hora 23.

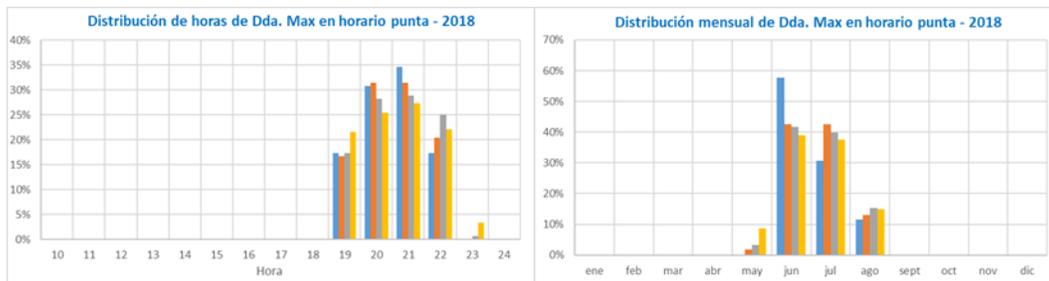
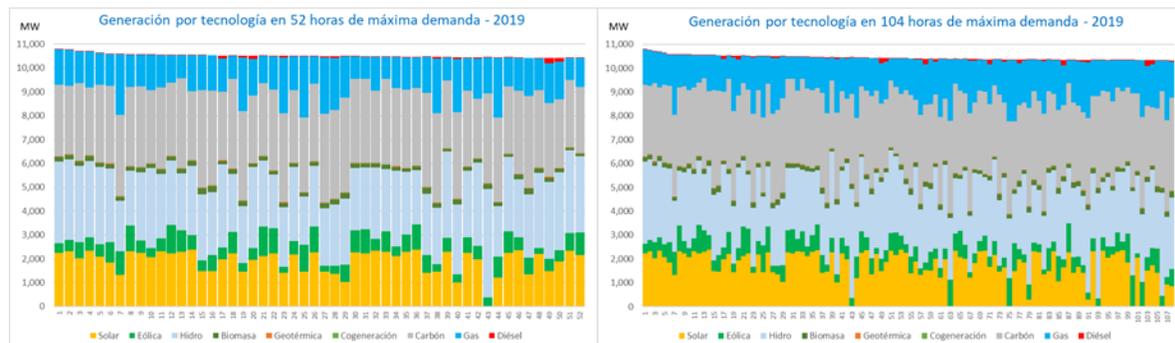


Gráfico 2.15. Distribución horaria y mensual de demanda máximas, año 2018, periodo de control

Generación en demandas máximas, año 2019



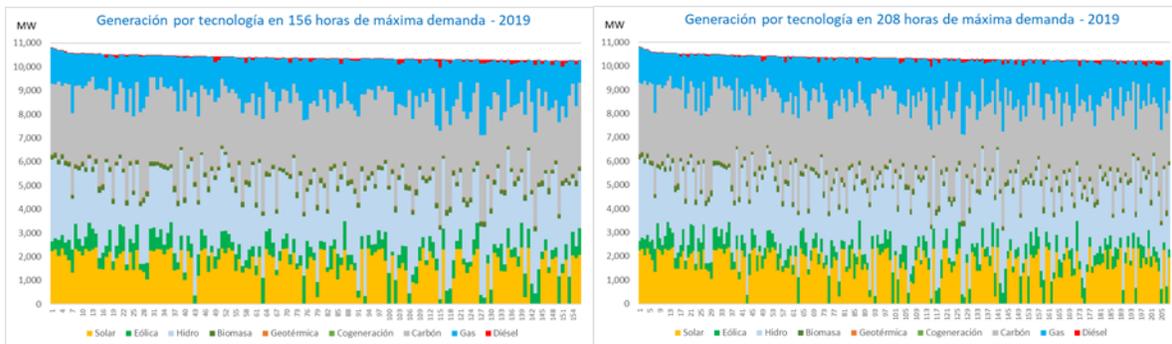


Gráfico 2.16. Aporte por tecnología a la generación en horas de demanda máxima año 2019

Muestra	Solar	Eólica	Hidro	Biomasa	Geotérmica	Co-gener	Carbón	Gas	Diésel
52 horas	18.2%	6.3%	27.2%	1.6%	0.2%	0.1%	31.5%	14.4%	0.3%
104 horas	16.6%	6.0%	27.5%	1.7%	0.2%	0.1%	32.1%	15.4%	0.3%
156 horas	15.8%	6.0%	27.6%	1.7%	0.2%	0.1%	32.1%	16.0%	0.4%
208 horas	15.6%	5.9%	27.6%	1.7%	0.2%	0.1%	32.2%	16.2%	0.5%

Tabla 2.9. Participación por tecnología de generación, demandas máximas 2019

#Horas	MW _{prom}
52	10,513
104	10,434
156	10,388
208	10,349

Tabla 2.10. Promedio de valores máximos, año 2019

Durante 2019 la generación renovable solar y eólica aportaron más de 20% de la energía suministrada en las horas de demanda máxima del sistema, en niveles similares al gas natural. Meses y horas en que ocurrieron las demandas máximas durante 2019:

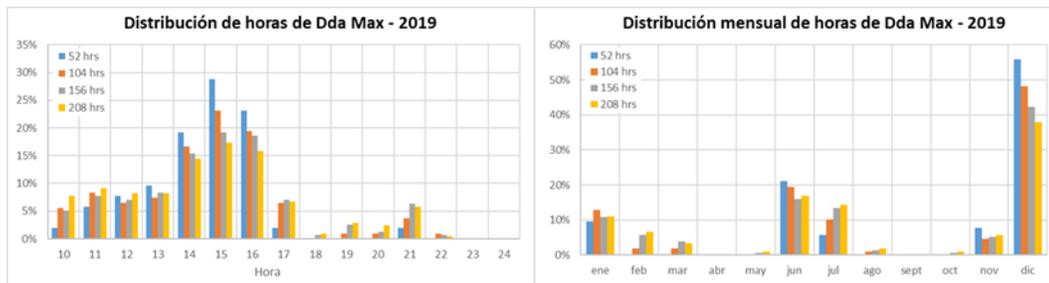


Gráfico 2.17. Distribución horaria y mensual de demanda máximas, año 2019

En 2019 también hay una mayor concentración de demandas máximas en meses de verano, pero también resaltan junio y julio entre los meses de invierno. Respecto a las horas, el periodo de 14, 15 y 16 es el más relevante.

Generación en demandas máximas en periodo de control de punta, año 2019



Gráfico 2.18. Aporte por tecnología a la generación en horas de demanda máxima año 2019, periodo de control

Muestra	Solar	Eólica	Hidro	Biomasa	Geotérmica	ogeneración	Carbón	Gas	Diésel
52 horas	0.01%	6.6%	30.4%	2.1%	0.2%	0.2%	37.0%	22.7%	0.8%
104 horas	0.02%	6.4%	30.8%	2.1%	0.2%	0.2%	37.4%	22.3%	0.7%
156 horas	0.02%	6.4%	30.9%	2.1%	0.2%	0.2%	37.6%	22.0%	0.6%
208 horas	0.03%	6.4%	31.1%	2.1%	0.2%	0.2%	37.7%	21.7%	0.6%

Tabla 2.11. Participación por tecnología de generación, demandas máximas 2019, periodo de control

#Horas	MW _{prom}
52	10,138
104	10,028
156	9,956
208	9,880

Tabla 2.12. Promedio de valores máximos, año 2019, periodo de control

Dado que el aporte solar fotovoltaico desaparece en el periodo de horas de punta, su generación es reemplazada principalmente por gas natural, carbón e hidroelectricidad. La diferencia de demandas máximas, respecto al caso “cualquier periodo”, varía entre 375 y 470 MW.

Meses y horas en que ocurrieron las demandas máximas, en periodo de punta, durante 2019:

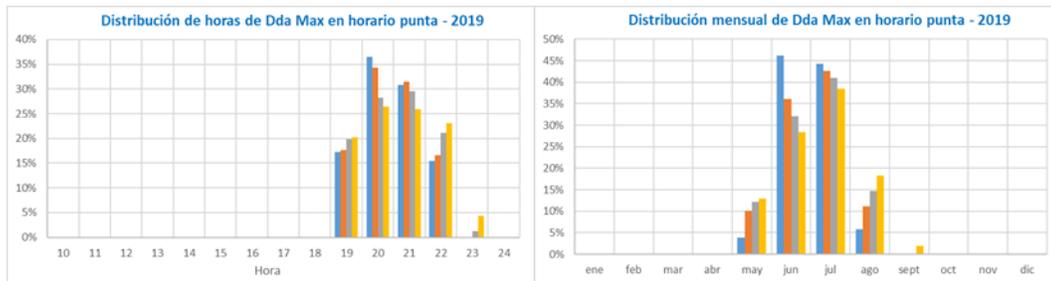


Gráfico 2.19. Distribución horaria y mensual de demanda máximas, año 2019, periodo de control

Durante el periodo de control de punta de 2019, la mayor concentración de horas con valores altos de demanda ocurre en los meses de junio y julio, con aportes menores en septiembre y mayo. Los meses de abril y septiembre, en los tres años analizados, tienen una participación casi nula.

Igualmente, respecto a las horas en que se registran las demandas máximas, se observa una mayor concentración en las horas 20 y 21; un poco menores las horas 22 y 19, en tanto la hora 23 tiene una participación marginal.

En este periodo de 3 años analizados, en dos de ellos (2017 y 2019) las demandas máximas se concentraron en meses de verano y en uno (2018) hubo mayor concentración de demandas máximas en meses de invierno. Si bien numéricamente durante este periodo hay más horas de demanda máxima en verano, no se pudo asegurar que será la tendencia en los siguientes años. Por otra parte, habrá que esperar para ver cuál es el efecto de la aplicación de un único periodo de control de punta para todo el SEN. En este sentido, hay muchos otros factores que también influirán en la forma en que se consume la electricidad, como por ejemplo el nivel de actividad económica, el reemplazo de electricidad por otros energéticos o el aumento del nivel de bienestar o confort en hogares y oficinas (como ejemplo, uso de calefacción y aire acondicionado). Todavía no existe claridad sobre el efecto que tendrá sobre el sistema el aumento de vehículos eléctricos, por su necesidad de carga de baterías. Adicionalmente, un nuevo elemento a considerar sobre el consumo de electricidad será la aplicación de métricas de “eficiencia energética” al sector industrial.

2.4 APLICACIÓN DE SUBSISTEMAS DE POTENCIA Y EFECTO DE LAS TRANSFERENCIAS ENTRE SISTEMAS

El documento principal que rige el “Mercado de Potencia” es el Decreto 62 que “*Aprueba Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras Establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos*”, promulgado el 1 de febrero de 2006 y publicado el 16 de junio de 2006. Su primera aplicación se hizo recién para los Balances de Transferencias de Potencia correspondientes al año 2016.

La Ley y el Reglamento trasladan a la Comisión Nacional de Energía la definición de **subsistemas** con ocasión de la emisión de los Informes Técnicos de Precio de Nudo. El procedimiento general establece Balances de Potencia de Suficiencia por cada subsistema, incorporando una demanda o generación adicional, dependiendo si el sistema es exportador o importador. La calidad de exportador o importador se define en base a la comparación de los Márgenes de Potencia, cuya definición corresponde al “*cuociente entre la sumatoria de la Potencia Inicial de las unidades generadoras y la Demanda de Punta, para cada sistema o subsistema, según corresponda*”. La Potencia Inicial de una unidad generadora toma en cuenta la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación y alternativo, cuando corresponde.

Aquí aparece un elemento que, a juicio de este Consultor, es necesario destacar. La definición establece el Margen de Potencia de cada subsistema como $MP = \Sigma P_{ini} / D_{da_{max}}$. Sin embargo, nada dice sobre unidades generadoras que hayan estado parcialmente presentes en el año de cálculo. Podría presentarse el caso que la incorporación de una unidad de gran tamaño hacia fines de año, con un reducido aporte a la Potencia de Suficiencia, transforme la calidad de un subsistema de importador a exportador (mismo concepto se puede aplicar a unidades que entran o se retiran del sistema). Una mejor representación sería tomar en cuenta la fracción de tiempo que cada unidad generadora está presente en el año de cálculo. Alternativamente se pueden establecer un procedimiento que calcule el Margen de Potencia equivalente de cada subsistema como el promedio ponderado de 52 márgenes de potencia calculado para cada una de las 52 horas de demanda máxima, considerando la capacidad de generación disponible para el despacho en cada una de las 52 horas de demanda máxima, también se puede incorporar la información de la generación efectiva de las unidades en dichas horas. Este tema en particular se desarrolla con mayor profundidad en el Objetivo Específico N°9.

Adicionalmente, se debe incorporar un tratamiento consistente a la saturación de los sistemas de transmisión y distribución (en consideración al aumento de generación distribuida y PMGD) dentro de cada subsistema utilizando el mismo criterio que se considera para las instalaciones que interconectan cada subsistema, es decir, limitar la transferencia entre nudos

a la capacidad real de transferencia del tramo de transmisión respectivo. Una consideración correcta de lo anterior significa una reducción de la capacidad de generación disponible en cada subsistema a aquella que puede ser efectivamente transportada al interior de cada subsistema, esto sin duda entrega una mejor señal de desarrollo. Incluso se debe considerar el limitar al interior de cada subsistema el reconocimiento de potencia a la capacidad de transporte real de cada uno de ellos.

En primer término, la disponibilidad real de generación debe estar restringida a la capacidad de transporte de las distintas líneas y transformadores que interconectan las distintas centrales con los centros de consumo y con otros subsistemas.

Adicionalmente, se propone que el balance se haga respecto de la capacidad de generación de cada central afectada por sus índices propios de confiabilidad. Esta consideración tiene como resultado que el desempeño real de las centrales retroalimenta el proceso de cálculo y la posterior toma de decisiones tanto de la autoridad como de los privados que deciden qué inversiones realizar en atención a las señales otorgadas por la autoridad en estos procesos.

Por último, cualquier balance se debe hacer en consideración de los límites de transporte en condiciones de operación normal, con las restricciones de seguridad y calidad de servicios que establece la normativa, por ejemplo, el criterio N-1.

El efecto esperado de la consideración anterior es otorgar una real señal de localización para las instalaciones de centrales o recursos que aportan a la punta del sistema.

En resumen, a consideración de la capacidad de transporte real del subsistema debe realizarse mediante una simulación de flujos de potencia, donde la capacidad de generación se ajusta por indicadores estadísticos tales como la tasa de indisponibilidad u otro y las líneas y transformadores deben respetar los límites de operación normal, tal cual lo considera el Coordinador en la definición del programa de operación. De esta forma, el balance interno del subsistema queda limitado por la capacidad transmisión real existente dentro del propio subsistema. Consecuentemente, la capacidad que se puede exportar a otro(s) subsistema(s), queda limitada por al máximo despacho dentro del subsistema, respetando los límites de transmisión, menos la demanda interna.

La Tabla 2.9 muestra los subsistemas que han sido definidos por la Comisión Nacional de Energía en el periodo 2016 – 2020. De alguna manera, estos subsistemas reflejan los cambios que ha tenido el Sistema de Transmisión Nacional, eliminando cuellos de botella, permitiendo el desarrollo de un mercado con menos restricciones.

A la fecha, el criterio que se ha utilizado en la definición de los subsistemas se basa en la constatación de diferencias entre los factores de penalización de potencia respecto de una determinada subestación básica de potencia en cada subsistema. Estos factores de

penalización se evalúan en condiciones de demanda máxima correspondiente al periodo de control de punta, comparando dichas diferencias con las pérdidas marginales.

Año		2016					
SS SING	Sistema aislado	SE Básica Energía	Precio Energía	S. B. Potencia	Tamaño TG	MRT	USD/kw -mes
Dda. Máx / Pini MW)	2266 / 4650	Crucero 220 kv	39,459 USD/MWh	Lagunas 220 kv	70 MW	11.76%	8,2509 USD/kw-m
SS SIC Norte	SE D. de Almagro - SE Maitencillo 220 kv	SE Básica Energía	Precio Energía	S. B. Potencia	Tamaño TG	MRT	USD/kw -mes
Dda. Máx / Pini MW)	632 / 1671	Quillota 220 kv	43,448 USD/MWh	D. de Almagro 220 kv	70 MW	11.76%	9,4397 USD/kw-m
SS SIC Centro Sur	SE Punta Colorada 220 kv - SE Chiloé 220 kv	SE Básica Energía	Precio Energía	S. B. Potencia	Tamaño TG	MRT	USD/kw -mes
Dda. Máx / Pini MW)	7117 / 10197	Quillota 220 kv	43,448 USD/MWh	Polpaico 220 kv	70 MW	11.76%	7,998 USD/kw-m
Año		2017 S-1					
SS SING	Sistema aislado	SE Básica Energía	Precio Energía	SE Básica Potencia	Tamaño TG	MRT	Precio Potencia
Dda. Máx / Pini MW)	2503 / 4572	Crucero 220 kv	41,255 USD/MWh	Lagunas 220 kv	70 MW	11.76%	8,3470 USD/kw-m
SS SIC - Norte	SE D. de Almagro - SE Maitencillo 220 kv	SE Básica Energía	Precio Energía	SE Básica Potencia	Tamaño TG	MRT	Precio Potencia
Dda. Máx / Pini MW)	651 / 1600	Quillota 220 kv	42,835 USD/MWh	Cardones 220 kv	70 MW	11.76%	8,4369 USD/kw-m
SIC - Centro Sur	SE Punta Colorada 220 kv - SE Chiloé 220 kv	SE Básica Energía	Precio Energía	SE Básica Potencia	Tamaño TG	MRT	Precio Potencia
Dda. Máx / Pini MW)	7161 / 10369	Quillota 220 kv	42,835 USD/MWh	Nogales 220 kv	70 MW	11.76%	8,0552 USD/kw-m
Año		2017 S-2					
SEN SING	Sistema aislado	SE Básica Energía	Precio Energía	SE Básica Potencia	Tamaño TG	MRT	USD/kw -mes
Dda. Máx / Pini MW)	2503 / 4572	Crucero 220 kv	50,372 USD/MWh	Lagunas 220 kv	70 MW	10.00%	8,2007 USD/kw-m
SEN SIC - Centro Norte	SE Diego de Almagro - SE Cautín 220 kv	SE Básica Energía	Precio Energía	SE Básica Potencia	Tamaño TG	MRT	USD/kw -mes
Dda. Máx / Pini MW)	7302 / 11395	Quillota 220 kv	45,348 USD/MWh	Nogales 220 kv	70 MW	11.76%	8,0418 USD/kw-m
SEN SIC - Sur	SE Ciruelos 220 kv - Chiloé 220 kv	SE Básica Energía	Precio Energía	SE Básica Potencia	Tamaño TG	MRT	USD/kw -mes
Dda. Máx / Pini MW)	429 / 681	Quillota 220 kv	45,348 USD/MWh	Puerto Montt 220 kv	70 MW	11.76%	7,4071 USD/kw-m
Año		2018 S-1					
SS Norte Grande	SEN SING	SE Básica Energía	Precio Energía	SE Básica Potencia	Tamaño TG	MRT	USD/kw -mes
Dda. Máx / Pini MW)	2475 / 4510	Quillota 220 kv	45,917 USD/MWh	Lagunas 220 kv	70 MW	10.00%	8,3671 USD/kw-m
SS Centro Norte	SE Diego de Almagro - SE Cautín 220 kv	SE Básica Energía	Precio Energía	SE Básica Potencia	Tamaño TG	MRT	USD/kw -mes
Dda. Máx / Pini MW)	7411 / 11489	Quillota 220 kv	45,917 USD/MWh	Nogales 220 kv	70 MW	10.00%	8,0823 USD/kw-m
SS Sur	SE Ciruelos 220 kv - Chiloé 220 kv	SE Básica Energía	Precio Energía	SE Básica Potencia	Tamaño TG	MRT	USD/kw -mes
Dda. Máx / Pini MW)	448 / 684	Quillota 220 kv	45,917 USD/MWh	Puerto Montt 220 kv	70 MW	10.00%	7,4294 USD/kw-m
Año		2018 S-2					
SS Norte Grande	SEN SING	SE Básica Energía	Precio Energía	SE Básica Potencia	Tamaño TG	MRT	USD/kw -mes
Dda. Máx / Pini MW)	2475 / 4572	Quillota 220 kv	48,402 USD/MWh	Lagunas 220 kv	70 MW	10.00%	8,2290 USD/kw-m
SS Centro Norte	SE Diego de Almagro - SE Cautín 220 kv	SE Básica Energía	Precio Energía	SE Básica Potencia	Tamaño TG	MRT	USD/kw -mes
Dda. Máx / Pini MW)	7411 / 11489	Quillota 220 kv	48,402 USD/MWh	Nogales 220 kv	70 MW	10.00%	7,9565 USD/kw-m
SS Sur	SE Ciruelos 220 kv - Chiloé 220 kv	SE Básica Energía	Precio Energía	SE Básica Potencia	Tamaño TG	MRT	USD/kw -mes
Dda. Máx / Pini MW)	448 / 684	Quillota 220 kv	48,402 USD/MWh	Puerto Montt 220 kv	70 MW	10.00%	7,2993 USD/kw-m
Año		2019 S-1					
SS Norte Grande	SEN SING	SE Básica Energía	Precio Energía	SE Básica Potencia	Tamaño TG	MRT	USD/kw -mes
Dda. Máx / Pini MW)	2619 / 4695	Quillota 220 kv	46,615 USD/MWh	Lagunas 220 kv	70 MW	10.00%	8,1513 USD/kw-m
SS Centro Norte	SE Diego de Almagro - SE Cautín 220 kv	SE Básica Energía	Precio Energía	SE Básica Potencia	Tamaño TG	MRT	USD/kw -mes
Dda. Máx / Pini MW)	7642 / 11608	Quillota 220 kv	46,615 USD/MWh	Nogales 220 kv	70 MW	10.00%	7,8752 USD/kw-m
SS Sur	SE Ciruelos 220 kv - Chiloé 220 kv	SE Básica Energía	Precio Energía	SE Básica Potencia	Tamaño TG	MRT	USD/kw -mes
Dda. Máx / Pini MW)	567 / 680	Quillota 220 kv	46,615 USD/MWh	Puerto Montt 220 kv	70 MW	10.00%	7,2461 USD/kw-m
Año		2019 S-2					
SS Centro Norte	SE Parinacota 220 kv - Cautín 220 kv	SE Básica Energía	Precio Energía	SE Básica Potencia	Tamaño TG	MRT	USD/kw -mes
Dda. Máx / Pini MW)	1022 / 16316	Quillota 220 kv	46,958 USD/MWh	Nogales 220 kv	70 MW	10.00%	7,9890 USD/kw-m
SS Sur	SE Ciruelos 220 kv - Chiloé 220 kv	SE Básica Energía	Precio Energía	SE Básica Potencia	Tamaño TG	MRT	USD/kw -mes
Dda. Máx / Pini MW)	567 / 680	Quillota 220 kv	46,958 USD/MWh	Puerto Montt 220 kv	70 MW	10.00%	7,3574 USD/kw-m
Año		2020 S-1					
SS Centro Norte	SE Parinacota 220 kv - Cautín 220 kv	SE Básica Energía	Precio Energía	SE Básica Potencia	Tamaño TG	MRT	USD/kw -mes
Dda. Máx / Pini MW)	10359 / 18307	Quillota 220 kv	28,517 USD/MWh	Nogales 220 kv	70 MW	10.00%	7,7488 USD/kw-m
SS Centro Norte	SE Parinacota 220 kv - Cautín 220 kv	SE Básica Energía	Precio Energía	SE Básica Potencia	Tamaño TG	MRT	USD/kw -mes
Dda. Máx / Pini MW)	475 / 779	Quillota 220 kv	28,517 USD/MWh	Puerto Montt 220 kv	70 MW	10.00%	7,1602 USD/kw-m
Año		2020 S-2					
SS Centro - Norte	SE Parinacota 220 kv - Cautín 220 kv	SE Básica Energía	Precio Energía	SE Básica Potencia	Tamaño TG	MRT	USD/kw -mes
Dda. Máx / Pini MW)	10359 / 18307	Quillota 220 kv	23,946 USD/MWh	Nogales 220 kv	70 MW	10.00%	7,6701 USD/kw-m
SS Sur	SE Ciruelos 220 kv - SE Chiloé 220 kv	SE Básica Energía	Precio Energía	SE Básica Potencia	Tamaño TG	MRT	USD/kw -mes
Dda. Máx / Pini MW)	475 / 779	Quillota 220 kv	23,946 USD/MWh	Puerto Montt 220 kv	70 MW	10.00%	7,0976 USD/kw-m

Tabla 2.13. Evolución de la definición de subsistemas, periodo 2016-2020 - SEN

Potencia de Suficiencia año 2016

Al año 2016 todavía no estaba disponible la conexión SIC-SING, por lo que los cálculos y balances de Potencia de Suficiencia corresponden a los sistemas SING y SIC separados. El SIC tenía identificados dos subsistemas: SIC Norte, entre las SS/EE Diego de Almagro y Maitencillo

y SIC-Centro Sur, entre las SS/EE Punta Colorada y Chiloé. Por su parte el SING era un sistema único.

Las figuras siguientes muestran las diferentes etapas en el cálculo de Potencia de Suficiencia y se basan en la información publicada por los CDEC de la época.

Los subsistemas considerados el año 2016 se muestran en la Figura 1:

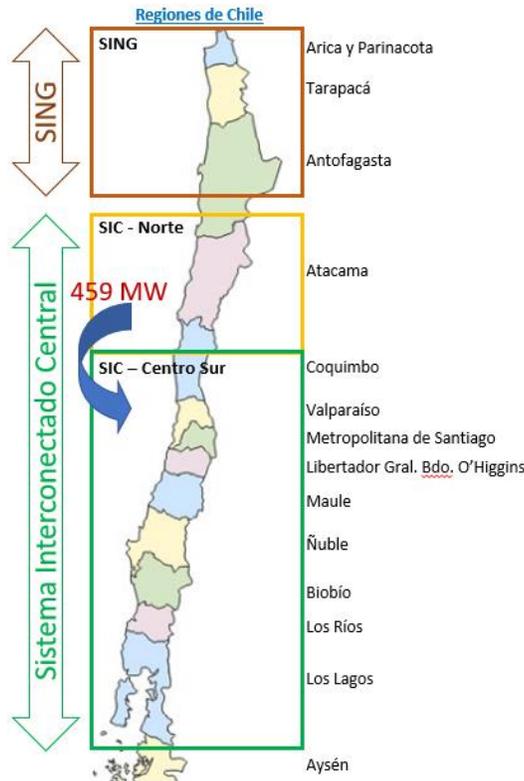


Figura 2.1. Subsistemas año 2016

Asignación de Potencia de Suficiencia en el Sistema SING:

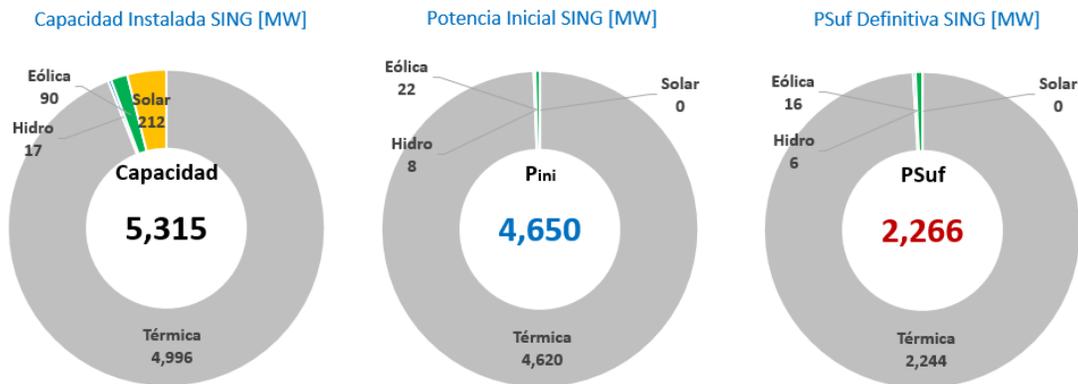


Figura 2.2. Asignación de Potencia de Suficiencia en el Sistema SING – año 2016

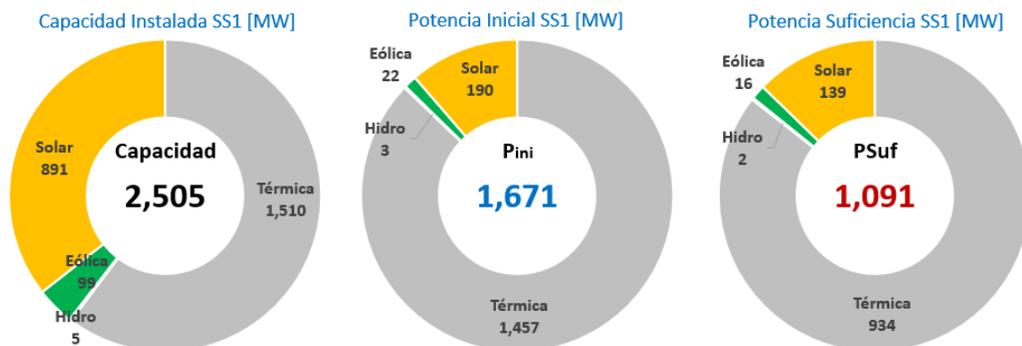
Para el caso de plantas de generación renovables solar y eólica, la Potencia Inicial se determina como el mínimo valor entre el menor factor de planta de 5 años y la coincidencia con los 52 mayores valores de demanda máxima del subsistema (factor de coincidencia con la demanda). Dado que en el SING las demandas máximas ocurren en el “horario de punta” (18:00 a 23:00 o 19:00 a 24:00 horas), se tienen valores muy bajos o nulos de asignación de Potencia de Suficiencia.

La siguiente tabla muestra un mayor nivel de desagregación:

Tecnología	Potencia [MW]		
	Instalada	Inicial	Suficiencia
Carbón	2,636	2,544	1,337
CCGT	1,964	1,844	816
TG-CA	135	106	26
Motor	238	107	51
Cogeneración	24	19	14
Hidro	17	8	6
Solar	212	0	0
Eólica	90	22	16
Total	5,315	4,650	2,266

Tabla 2.14. Asignación de PSuf en el SING, año 2016

Asignación de Potencia de Suficiencia en los subsistemas del SIC:



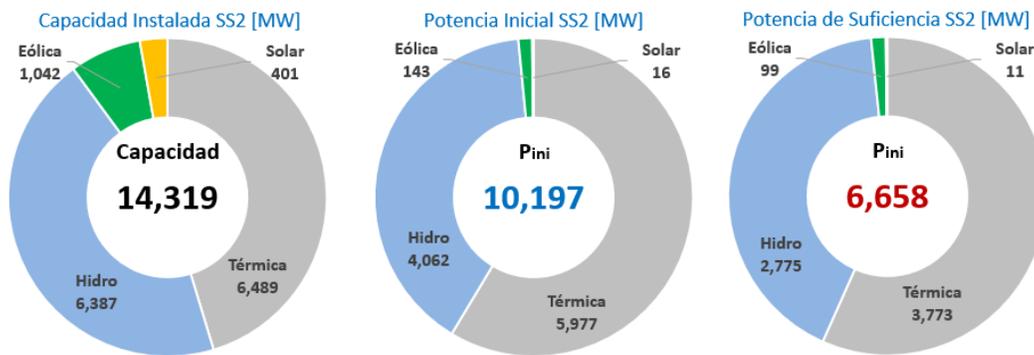


Figura 2.3. Asignación de Potencia de Suficiencia en Subsistemas SIC Norte y SIC Centro Sur – año 2016

El subsistema SIC Norte presentó un Margen de Potencia (en adelante MP) $1671/632=2,64$, en tanto que el subsistema SIC Sur tuvo un MP igual a $10197/7117=1,43$. En consecuencia, de acuerdo con la regulación, se busca una transferencia de potencia desde SIC Norte a SIC Centro Sur que iguale ambos MP, resultando en 459 MW exportados desde SIC Norte hacia SIC Centro Sur.

Subsistemas SIC	Subsistema 1	Subsistema 2	Total
	D. Almagro - Maitencillo	Pta. Colorada - Chiloé	
ΣP_{ini} [MW]	1,671	10,197	11,868
Dda Punta [MW]	632	7,117	7,749
Margen de Potencia	2.64	1.43	1.53
Transferencia Potencia	459		

Tabla 2.15. Cálculo de la transferencia entre Subsistemas SIC – año 2016

De acuerdo con estos resultados, el sistema SIC Norte agrega una demanda extra de 459 MW, por lo tanto, en lugar de distribuir 632 MW, que corresponde a su demanda máxima local, reparte 1091 MW, como se muestra en la figura 2.3. De esta manera, los grandes beneficiados son los generadores térmicos del subsistema SIC Norte.

Potencia de Suficiencia año 2017

El 2017 fue un año de transición, ya que en noviembre se produce el gran hito de la interconexión entre los sistemas SIC y SING. También hay una redefinición de los subsistemas SIC Norte y Centro Sur, ya que en el Informe Técnico de Precio de Nudo correspondiente al segundo semestre se definen los subsistemas SIC Centro Norte y SIC Sur.

Por lo tanto, en el SEN-SIC se generan tres cálculos de Potencia de Suficiencia, que representan los siguientes casos: primer semestre, con dos subsistemas (SIC Norte y SIC

Centro Sur); segundo semestre, dos subsistemas (SIC Centro Norte y SIC Sur) y Sistema Eléctrico Nacional, con tres subsistemas (Norte Grande, Centro Norte y Sur). El sistema SEN-SING tiene dos cálculos: el correspondiente a sistema aislado y como parte del Sistema Eléctrico Nacional (SIC_SING). No obstante, es necesario recordar que independientemente de los cambios que pueda introducir un Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo, los cálculos de Potencia de Suficiencia se realizan para el año completo. Posteriormente, para el Balance Definitivo, el Coordinador debe ponderar adecuadamente la duración de cada escenario.

La siguiente figura resume las transiciones señaladas:

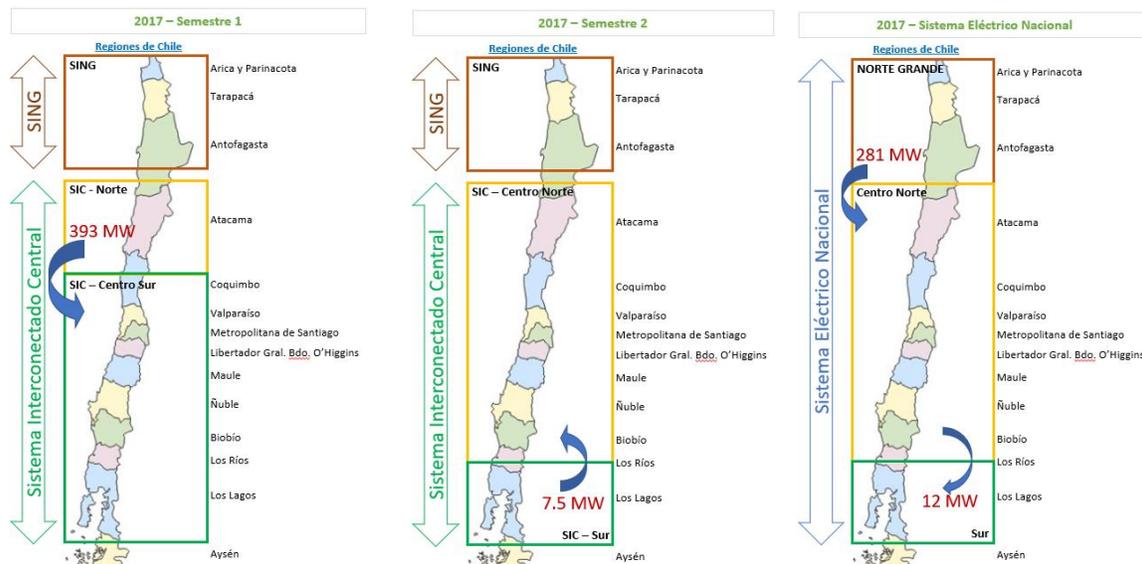


Figura 2.4. Subsistemas año 2017

En los cuadros siguientes se muestran los cálculos de las transferencias de potencia entre subsistemas.

Subsistemas SIC	Subsistema 1	Subsistema 2	Total
	D. Almagro - Maitencillo	Pta. Colorada - Chiloé	
ΣP_{ini} [MW]	1,600	10,369	11,969
Dda Punta [MW]	651	7,161	7,812
Margen de Potencia	2.46	1.45	1.53
Transferencia Potencia	393		

Tabla 2.16. Cálculo de la transferencia entre Subsistemas SIC – año 2017, primer semestre

Subsistemas SIC	Subsistema 1	Subsistema 2	Total
	D. Almagro - Cautín	Ciruelos - Chiloé	
ΣP_{ini} [MW]	11,395	681	12,076
Dda Punta [MW]	7,302	429	7,731
Margen de Potencia	1.56	1.59	1.56
Transferencia Potencia	7.53		

Tabla 2.17. Cálculo de la transferencia entre Subsistemas SIC – año 2017, segundo semestre

Subsistemas SEN	Subsistema 1	Subsistema 2	Subsistema 3	Total
	SEN - SING	D. Almagro - Cautín	Ciruelos - Chiloé	
ΣP_{ini} [MW]	4,572	11,553	684	16,809
Dda Punta [MW]	2,503	7,302	429	10,233
Margen de Potencia	1.83	1.58	1.60	1.64
Transferencia Potencia	281		12	

Tabla 2.18. Cálculo de la transferencia entre Subsistemas SIC – año 2017, Sistema Interconectado Nacional

En las tablas siguientes se muestra, a nivel agregado, la asignación de Potencia de Suficiencia por tipo de fuente, para los distintos casos considerados.

La Tabla 7 representa la asignación de Potencia de Suficiencia en el SING para el año 2017, considerado como sistema aislado.

SING	Potencia [MW]		
	Instalada	Inicial	Suficiencia
Térmica	5,046	3,904	2,475
Hidro	17	12	8
Eólica	90	26	17
Solar	403	6	4
Total	5,556	3,947	2,503

Tabla 2.19. Asignación de PSuf en el SING, año 2017

SIC Norte	Potencia [MW]			SIC Centro Sur	Potencia [MW]		
	Instalada	Inicial	Suficiencia		Instalada	Inicial	Suficiencia
Térmica	1,528	1,453	935	Térmica	6,745	6,035	3,726
Hidro	5	3	2	Hidro	6,409	4,035	2,830
Eólica	99	30	23	Eólica	1,107	212	151
Solar	900	114	84	Solar	470	87	60
Total	2,533	1,600	1,044	Total	14,730	10,369	6,768

Tabla 2.20. Asignación de PSuf en los subsistemas SIC Norte y SIC Centro Sur, año 2017 primer semestre

Centro Norte				SIC Sur			
Fuente	Potencia [MW]			Fuente	Potencia [MW]		
	Instalada	Inicial	Suficiencia		Instalada	Inicial	Suficiencia
Térmica	7,947	7,199	4,371	Térmica	326	289	185
Hidro	5,973	3,667	2,553	Hidro	441	371	237
Eólica	1,105	232	164	Eólica	101	21	14
Solar	1,370	298	206	Solar	0	0	0
Total	16,395	11,395	7,295	Total	868	681	436

Tabla 2.21. Asignación de PSuf en los subsistemas SIC Centro Norte y SIC Sur, año 2017 segundo semestre

Sen SING				Centro Norte				SIC Sur			
Fuente	Potencia [MW]			Fuente	Potencia [MW]			Fuente	Potencia [MW]		
	Instalada	Inicial	Suficiencia		Instalada	Inicial	Suficiencia		Instalada	Inicial	Suficiencia
Térmica	5,046	4,527	2,752	Térmica	7,947	7,199	4,152	Térmica	326	289	176
Hidro	17	12	9	Hidro	5,973	3,825	2,530	Hidro	441	373	227
Eólica	90	27	18	Eólica	1,105	232	156	Eólica	101	21	13
Solar	403	7	5	Solar	1,370	298	196	Solar	0	0	0
Total	5,556	4,572	2,783	Total	16,395	11,553	7,034	Total	868	684	416

Tabla 2.22. Asignación de PSuf en los subsistemas SEN, año 2017 Sistema Eléctrico Nacional

Se puede observar que en el caso del subsistema SING, en la Tabla 7 representa un único sistema aislado y reparte una demanda máxima de 2503 MW, sin embargo, en la Tabla 10 (parte superior), la Potencia de Suficiencia a asignar entre las unidades generadoras corresponde a 2783 MW, es decir, hay una mayor asignación a todas las unidades del SING, pero la mayor proporción la toma la generación en base a carbón.

Para el caso del subsistema SIC Sur, que en el segundo semestre exporta 7.5 MW al subsistema Centro Norte, para el caso de tres subsistemas interconectados termina importando 12 MW.

Independientemente de los cálculos que realiza el Coordinador para el Balance Final, ponderando cada uno de estos escenarios, cabe preguntarse ¿qué cambia, al interior del subsistema SIC Sur para pasar de ser exportador a importador? Esto resulta solamente debido a la obligatoriedad regulatoria de igualar los Márgenes de Potencia. Analizando estos resultados pareciera que no necesariamente hay algún efecto benéfico para el sistema importador, al menos en términos de seguridad de abastecimiento.

La regulación tampoco es explícita en el objetivo que se busca al igualar los Márgenes de Potencia.

Potencia de Suficiencia año 2018

Durante el año 2018 se mantienen los subsistemas Norte Grande, Centro Norte y Sur. Esto hace necesario definir transferencias entre sistemas que igualen los Márgenes de Potencia en dos límites.

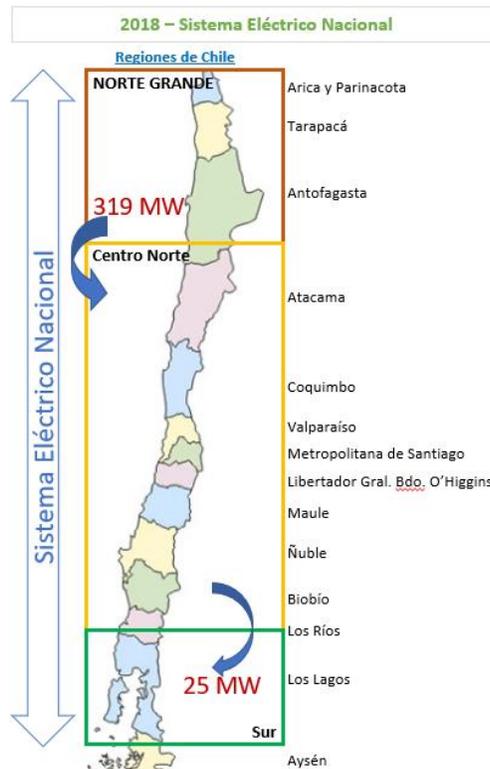


Figura 2.5. Subsistemas año 2018

Subsistemas SEN	Subsistema 1	Subsistema 2	Subsistema 3	Total
	SEN - SING	D. Almagro - Cautín	Ciruelos - Chiloé	
ΣP_{ini} [MW]	4,510	11,489	684	16,683
Dda Punta [MW]	2,475	7,411	448	10,334
Margen de Potencia	1.82	1.55	1.53	1.61
Transferencia Potencia	319		25	

Tabla 2.23. Cálculo de transferencias entre subsistemas, año 2018 Sistema Eléctrico Nacional

Como resultado de equilibrar los Márgenes de Potencia, se obtiene una transferencia del Subsistema Norte Grande al Subsistema Centro Norte de 319 MW y del Subsistema Centro Norte al Sistema Sur de 25 MW. Con esto, se obtienen las siguientes asignaciones de Potencia de Suficiencia:

Norte Grande				Centro Norte				Sur			
Fuente	Potencia [MW]			Fuente	Potencia [MW]			Fuente	Potencia [MW]		
	Instalada	Inicial	Suficiencia		Instalada	Inicial	Suficiencia		Instalada	Inicial	Suficiencia
Térmica	5,042	4,335	2,671	Térmica	7,880	7,110	4,200	Térmica	341	296	180
Hidro	17	9	6	Hidro	6,011	3,721	2,476	Hidro	438	377	237
Eólica	202	51	36	Eólica	1,222	275	186	Eólica	101	11	7
Solar	676	115	81	Solar	1,685	383	255	Solar	0	0	0
Total	5,937	4,510	2,794	Total	16,799	11,489	7,117	Total	880	684	424

Tabla 2.24. Asignación de PSuf en subsistemas SEN, año 2018

Potencia de Suficiencia año 2019

El año 2019 también presenta dos escenarios, debido a la modificación introducida en el Informe Técnico de Precios de Nudo de segundo semestre, donde se unen el subsistema Norte Grande y Centro Norte, habida cuenta de la disponibilidad del corredor de 500 kV entre S/E Kimal (sector Crucero) y S/E Polpaico.

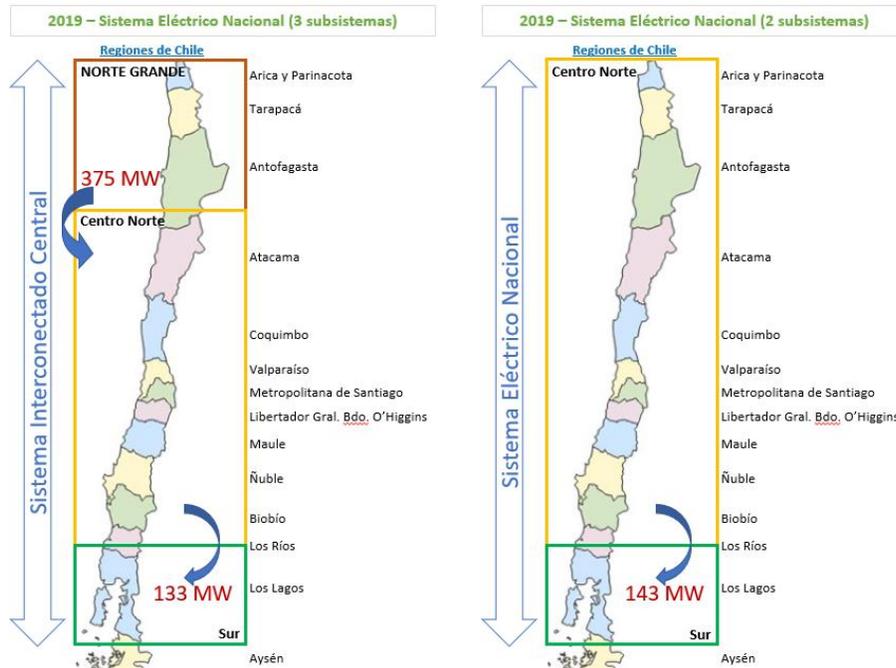


Figura 2.6. Subsistemas SEN, año 2019

Por lo tanto, hay dos escenarios en los cuales se debe determinar las transferencias que igualan los Márgenes de Potencia.

Subsistemas SEN	Subsistema 1	Subsistema 2	Subsistema 3	Total
	SEN - SING	D. Almagro - Cautín	Ciruelos - Chiloé	
ΣP_{ini} [MW]	4,695	11,608	680	16,983
Dda Punta [MW]	2,619	7,642	567	10,828
Margen de Potencia	1.79	1.52	1.20	1.57
Transferencia Potencia	375		133	

Tabla 2.25. Cálculo de transferencias entre subsistemas, año 2019 SEN. Caso 3 subsistemas

Subsistemas SEN	Subsistema 1	Subsistema 2	Total
	Paricanota - Cautín	Ciruelos - Chiloé	
ΣP_{ini} [MW]	16,316	680	16,997
Dda Punta [MW]	10,022	567	10,588
Margen de Potencia	1.63	1.20	1.61
Transferencia Potencia	143		

Tabla 2.26. Cálculo de transferencias entre subsistemas, año 2019 SEN. Caso 2 subsistemas

Norte Grande	Potencia [MW]			Centro Norte	Potencia [MW]			Sur	Potencia [MW]		
	Fuente	Instalada	Inicial Suficiencia		Fuente	Instalada	Inicial Suficiencia		Fuente	Instalada	Inicial Suficiencia
Térmica	5,214	4,409	2,784	Térmica	7,988	6,985	4,219	Térmica	373	289	180
Hidro	17	12	9	Hidro	6,045	3,884	2,672	Hidro	439	382	247
Eólica	202	59	44	Eólica	1,313	317	220	Eólica	101	10	6
Solar	766	215	156	Solar	1,948	422	290	Solar	0	0	0
Total	6,199	4,695	2,993	Total	17,294	11,608	7,401	Total	913	680	434

Tabla 2.27. Asignación de PSuf en subsistemas SEN, año 2019, primer semestre

Centro Norte	Potencia [MW]			Sur	Potencia [MW]		
	Fuente	Instalada	Inicial Suficiencia		Fuente	Instalada	Inicial Suficiencia
Térmica	13,202	11,394	6,794	Térmica	373	289	176
Hidro	6,062	3,896	2,667	Hidro	439	382	241
Eólica	1,515	390	269	Eólica	101	10	6
Solar	2,714	637	435	Solar	0	0	0
Total	23,493	16,316	10,164	Total	913	680	424

Tabla 2.28. Asignación de PSuf en subsistemas SEN, año 2019, segundo semestre

Esta última definición de subsistemas disminuye el ingreso adicional de los generadores del Norte Grande, respecto de los años inmediatamente anteriores, pero a su vez aumenta la transferencia hacia el subsistema Sur, reduciendo significativamente la asignación de Potencia de Suficiencia a las unidades generadoras. La demanda máxima del subsistema Sur en 2019 alcanzó los 567 MW, sin embargo, la asignación se reduce a 424 MW, es decir casi un 25% menor. Desde el punto de vista de un generador ubicado en el subsistema Sur, esta disminución en ingresos por potencia no tiene un beneficio en términos de mayor seguridad de abastecimiento o disminución de costos de energía.

Potencia de Suficiencia año 2020 (cálculo preliminar)

En 2020 se han mantenido los dos subsistemas, con una transferencia proyectada desde el subsistema Centro Norte al Subsistema Sur de 34 MW, como se muestra en la Figura 2.7.

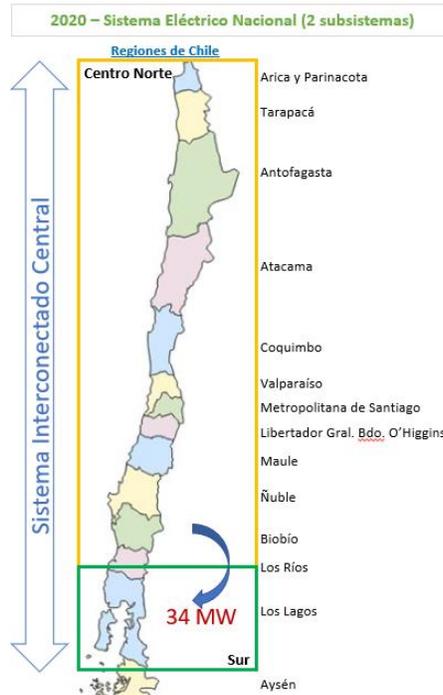


Figura 2.7. Subsistemas SEN año, 2020

2.5 SOBRE LA SUBESTACIÓN BÁSICA DE POTENCIA

La subestación básica de potencia tiene como beneficio que su precio por definición es más estable que el resto de las subestaciones, ya que se define en ella el “uno” de potencia y por tanto su valor corresponderá el valor resultante del modelo de cálculo del precio, que hoy depende de la valorización de la instalación de un equipo nuevo (la unidad de punta). Esta estabilidad es deseable para entregar una señal de localización clara y precisa. Ahora, en base al atributo de estabilidad que otorga la definición de la subestación básica, para asegurar la consistencia de la definición debe tomarse en cuenta lo siguiente:

1. El lugar del sistema en que se desea estabilizar el precio.
2. Un método para referir el precio al resto de las subestaciones del sistema.
3. La relación que existe entre el resto de las subestaciones del sistema y la subestación básica.

Para la consideración de estos criterios, se debe retrotraer al sentido que la LGSE le otorga al precio de la potencia, esto es:

“Artículo 162°.- Para cada fijación semestral, los precios de nudo de corto plazo se calcularán de la siguiente forma:

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

2.- Con el programa de obras definido anteriormente y considerando básicamente la demanda de energía, los stocks de agua en los embalses, los costos de operación de las instalaciones, los costos de racionamiento y la tasa de actualización indicada en la letra d) del artículo 165º, se determina la operación del sistema eléctrico que minimiza la suma del costo actualizado de operación y de racionamiento, durante el período de estudio. Para la operación del sistema definida anteriormente se calculan los costos marginales de energía del sistema, incluida la componente de racionamiento en los primeros meses de operación, con un mínimo de veinticuatro y un máximo de cuarenta y ocho meses, promediándose los valores obtenidos con factores de ponderación correspondientes a las demandas actualizadas de energía durante ese período. Los valores así obtenidos, para cada una de las barras, se denominan precios básicos de la energía; por costo de racionamiento se entiende el costo por kilowatt-hora incurrido, en promedio, por los usuarios al no disponer de energía, y tener que generarla con generadores de emergencia, si así conviniera. Este costo de racionamiento se calculará como valor único y será representativo de los déficits más frecuentes que pueden presentarse en el sistema eléctrico;

3.- Se determina el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico, conforme los balances de demanda y oferta de potencia en los subsistemas que corresponda. Como oferta de potencia se considerará tanto la aportada por las centrales generadoras como aquella aportada por los sistemas de transmisión. Se calcula el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada de cada subsistema eléctrico con este tipo de unidades. Los valores así obtenidos se incrementan en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del respectivo subsistema. El valor resultante del procedimiento anterior se denominará precio básico de la potencia de punta en el subsistema respectivo;

4.- Eliminado;

5.- Para cada una de las barras del sistema de transmisión nacional del subsistema eléctrico que corresponda, y que no tenga determinado un precio básico de potencia, se calcula un factor de penalización de potencia de

punta que, multiplicado por el precio básico de la potencia de punta del subsistema correspondiente, determina el precio de la potencia punta en la barra respectiva;

6.- El cálculo de los factores de penalización de potencia de punta a que se refiere el número 5 anterior, se efectúa considerando las pérdidas marginales de transmisión de potencia de punta, considerando el programa de obras de generación y transmisión señalado en el número 1 de este artículo, y

7.- Todos los costos que se utilicen en los cálculos indicados en el presente artículo deberán ser expresados a los precios existentes en el segundo mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el artículo 169°.

8.- Eliminado.”

Lo explicitado anteriormente es todo el marco regulatorio que otorga la ley para el desarrollo del proceso de precios de nudo de corto plazo, el resto de la regulación son construcciones reglamentarias y de norma técnica, ambas esencialmente modificables con mayor rapidez que el marco legal. Por lo anterior se analizará cuáles son las reales restricciones que impone la LGSE para la determinación del precio de potencia.

Una restricción aparente, que no es tal, es la obligación de calcular factores de penalización para todas las barras de un subsistema, distintas de la subestación básica. El punto 5 del artículo 162 de la LGSE establece:

5.- Para cada una de las barras del sistema de transmisión nacional del subsistema eléctrico que corresponda, y que no tenga determinado un precio básico de potencia, se calcula un factor de penalización de potencia de punta que, multiplicado por el precio básico de la potencia de punta del subsistema correspondiente, determina el precio de la potencia punta en la barra respectiva;

Es decir, sólo existe obligación de utilizar el procedimiento de los factores de penalización cuando no exista definido un precio básico de potencia, ¿se puede calcular más de un precio básico de potencia por subsistema? En principio no existe una restricción a priori en ese sentido; no obstante si se tiene una lectura restrictiva de la ley sí, ya que si bien es cierto el punto 3 de artículo 162 de la LGSE inicia posibilitando que en una o más subestaciones troncales (hoy nacionales) se puede determinar el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual, luego aparece la restricción aparente cuando habla de “El valor resultante del procedimiento anterior se denominará precio básico de la potencia...”, no obstante ambas lecturas se desprenden de la ley, es decir, que sí se pueden tener distintos precios básicos en un mismo subsistema, solo que uno de ellos será el representativo del subsistema y el que se utilizará para, vía factores de penalización, obtener los precios donde no exista precio básico.

Lo relevante del análisis anterior es evitar o disminuir al máximo la utilización de los factores de penalización para modificar el precio básico, lo anterior en atención a que la variabilidad de la operación esperada de corto plazo la entrega el factor de penalización, impidiendo entregar señales de precios más estables en el tiempo.

Incluso si se opta por una lectura restrictiva de la ley, aun así, se pueden realizar modificaciones en el cálculo de los factores de penalización para la potencia, de tal forma de encontrar señales más estables. Una de las posibilidades es lisa y llanamente no considerar los primeros 24, 36 o 48 meses del periodo simulado para el cálculo de dichos factores, toda vez que no es posible modificar una situación de desacople económico en esos tiempos y recién después de un periodo asociado a la concreción de un proyecto de capacidad de punta,

mínimo 24 meses desde que se toma la decisión, puede esperarse una respuesta que repercuta en el sistema. Dicho esto, si por ejemplo de los primeros 10 años de simulación se considera desde el mes N (25, 37 o 49) hasta el mes 120 para cálculo de los factores de penalización de potencia, puede resultar en una señal estable para ser considerada por el inversionista.

Por otro lado, en el caso de prosperar una lectura menos restrictiva respecto de la posibilidad de definir más de un precio básico por subsistema, se abre la problemática de efectivamente tener la posibilidad de realizar dichos cálculos. Para este caso se propone lo siguiente:

En base a las estructuras de costos determinadas para los distintos proyectos valorizados de unidades de punta, a través de recargos sobre los costos de las distintas partidas consideradas en la valorización, determinar precios en otras subestaciones del sistema. En otras palabras, movilizar vía recargos los proyectos a otras localizaciones, estos recargos están asociados a diferencias de costos en la ejecución del proyecto en una localización distinta (transporte, terreno, otros). Otro elemento a considerado es el *derating* por altura (sobre 1000 msnm) en la capacidad de generación para la obtención de los precios, ya que, al dividir por una potencia más baja, producto de la pérdida de eficiencia, se obtiene precios más altos.

Respecto al punto de la forma de determinar la Subestación Básica representativa del sistema, se plantean tres alternativas:

- (a) definir como Subestación Básica aquella subestación donde exista la mayor probabilidad de pérdida de carga, dentro del subsistema respectivo. Para esto se debe contar con una herramienta que permita calcular la cifra de mérito en cuestión.
- (b) definir como Subestación Básica aquella subestación en que la instalación de la unidad de punta tenga mayor incidencia en la optimización de la operación, ayudando por ejemplo a la disminución de pérdidas de transmisión. Para los distintos tamaños disponibles de proyectos de unidad de punta, mediante un proceso iterativo de simulación de la operación, determinar la subestación donde se cumple la hipótesis planteada.
- (c) aquella subestación donde los costos unitarios sean más bajos, dentro del universo de barras factibles y con costos predefinidos (resultantes de este mismo estudio). Esta alternativa es la más simple de todas, porque es una simple inspección de los datos disponibles.

Dada la situación actual de sobre instalación del sistema eléctrico se recomienda el uso de la alternativa (b), (c) o una mezcla de ambas, en el entendimiento que estas alternativas se ajustan más que la alternativa (a) al óptimo para el caso de un sistema sobre instalado, donde no existe probabilidad de pérdida de carga, o esta es muy baja o despreciable.

2.6 CONCLUSIONES Y COMENTARIOS

La definición de precios de potencia en zonas donde se evidenciaba falta de inversión ha demostrado ser exitosa en términos de atraer inversión. Nadie pone en duda hoy la capacidad del sistema eléctrico para suministrar la demanda, aún en severas condiciones de sequía y falta de algún combustible. Sin embargo, dado que no existen cuotas o condiciones a cumplir que limiten la instalación, el sistema se ha sobre instalado en capacidad de generación de baja inversión y alto costo variable de operación, alguna de ella con una bajísima probabilidad de ser convocada a despacho.

La primera cuestión que se debe discutir, sobre el tipo de unidades o centrales de generación “de punta”, se refiere a la **calidad del producto** que se instala. Como se sabe, el precio de la potencia está basado en el costo de una turbina nueva, con ciertos atributos que le confiere el estado del arte en este tipo de instalaciones, expresado en tiempos de arranque, eficiencia (consumo específico), emisiones, mantenimientos, ruidos y otras características. Este precio, es atractivo para instalar medios de generación “de segunda mano” con bajos costos de instalación, los cuales en la mayoría de los casos distan de ofrecer las características de una turbina nueva. Es decir, el producto que el mercado ofrece, a cambio de una remuneración definida, no presenta la calidad y características que definen el precio. La información del año de fabricación de la máquina motriz y del generador son parte de los datos que las empresas Coordinadas deben entregar en la plataforma “Infotécnica”. De hecho, allí es posible constatar que ciertas unidades tienen año de fabricación muy anterior al de instalación en el SEN. Lamentablemente esta información no está completa para todas las unidades.

Respecto a la definición de subsistemas de potencia, la metodología que actualmente utiliza el Coordinador parece incompleta, ya que el efecto de las transferencias de potencia, debido a la obligatoriedad de igualar los Márgenes de Potencia, parece no tener sentido o justificación.

Debido a la forma en que la estadística de disponibilidad del insumo principal afecta a todo medio de generación renovable (hidroeléctrica, eólica y solar fundamentalmente), de partida existe una ventaja hacia las tecnologías térmicas que, en la mayoría de los casos suele tener dualidad de combustibles (DIP \rightarrow 100%). Del análisis de los resultados del cálculo de Potencia de Suficiencia realizado por el Coordinador, es posible apreciar que las transferencias de potencia entre subsistemas han beneficiado principalmente unidades de tecnología térmica.

En consecuencia, si bien tiene sentido realizar balances de Potencia de suficiencia en subsistemas identificables, se hace necesario verificar si, en la práctica, realmente se producen dichas transferencias y cuantificar los beneficios que ellas producen.

2.7 Propuesta de metodologías para identificar subsistemas

Una definición de subsistemas debe tener en cuenta lo siguiente: tener fronteras claramente identificables; deben permanecer en el tiempo y no solo presentarse esporádicamente; debe existir un conjunto generación – demanda que permita realizar un balance o mercado oferta - demanda.

Respecto al tiempo en que debe permanecer un sistema como tal, finalmente esto es un compromiso entre dos elementos que, a nuestro juicio, deben ser considerados de manera conjunta; esto es, por un lado, la duración del subsistema y, por otro lado, las convenciones adoptadas para efectos del cálculo del precio de la potencia.

Si se considera como atributos deseables tanto la estabilidad del precio como su forma de determinación periódica, entonces resulta imperioso que el proceso de cálculo posea dichos atributos. No obstante, lo más relevante es el resultado final del cálculo y su efecto sobre las cuentas de los usuarios finales, especialmente los clientes regulados. Ahora, este efecto para los clientes regulados es amortiguado por la existencia de contratos de suministro de largo plazo, en donde los precios de la potencia son fijados con anterioridad, por toda la duración del contrato. Por lo tanto, existe un grado de libertad importante en la toma de decisión de introducir cambios en la metodología de determinación del precio de la potencia.

A juicio de este consultor, la definición del subsistema debe concatenar las siguientes variables:

1. Duración del subsistema;
2. Plazos de recuperación de capital (es decir, abandonar el concepto de vida útil técnica o económica).

Cuando se argumenta que la conceptualización de la unidad de punta es una unidad preferentemente móvil, que puede ir en busca las señales de precio que la autoridad entrega, esto no es del todo cierto, ya que del proyecto de la central de punta lo único realmente móvil son los elemento muebles del proyecto, esto es la unidad generadora y los elementos de protección y transformación cuando corresponda (*power island*), no son elementos muebles la línea de inyección y la subestación de conexión, aunque sí podría existir, ante una evaluación de movilidad del proyecto, valores residuales o de reventa de esos elementos estructurales que pudiesen estar considerados en la determinación del precio propiamente tal.

Respecto a la forma en que se concatenan estas variables, sobre la duración del subsistema, se debe tomar al menos dos consideraciones:

1. **Tiempo y capacidad de respuesta** de los distintos actores ante las señales de precios entregadas por la autoridad. Dicho tiempo no puede ser inferior a 24 meses.
2. **Tiempo considerado para la recuperación de capital.** En este caso existe un efecto directo sobre el cálculo del precio final ya que determinará las anualidades de las distintas componentes de inversión, en este caso podrían ser 8, 10, 12 o 14 años.

Por lo tanto, el resultado de considerar ambos aspectos mencionados da como resultado 10, 12, 14 y 16 años. La definición final dependerá del resultado buscado y del margen de decisión que tenga la autoridad en el momento específico.

Cabe recordar que antes de que la CNE iniciara un cálculo multinodal del precio de nudo (hoy Precio de Nudo de Corto Plazo), la duración de los factores de penalización tanto de energía como de potencia era mayor a un semestre, pudiendo ser incluso de un par de años de duración.

No obstante, es necesario reconocer que realizar un cambio en este sentido es una decisión compleja, ya que el precio de la potencia es solo una señal no vinculante en el sentido de que nada asegura que el desarrollo del sistema sea en el sentido que se previó al momento de dar la señal. Esto pasaría si ese tratase de un esquema de licitación de los requerimientos de potencia de punta del sistema generando un instrumento regulatorio que asegure los ingresos por un período determinado de tiempo, asociada a la recuperación de la inversión, a quien se adjudicase dicha licitación. No obstante, como ese esquema no es posible de plantear dentro del marco regulatorio actual, lo que queda es dar una estabilidad definiendo vía reglamento la duración de la definición de los subsistemas.

Dado que un periodo de 4 años desemboca en una señal de precio insuficiente para dotar de mayor certeza al proceso y cubrir un periodo de recuperación de capital asociado a las inversiones involucradas, es necesario definir las acciones a tomar como respuesta a los problemas encontrados en el monitoreo de las variables de los subsistemas, para lo cual se propone lo siguiente:

1. Se define que la duración de los subsistemas será de 4 años, con revisiones anuales de las variables relevantes que permitan monitorear la evolución de dicho subsistema. Las variables a monitorear son:
 - Relación del balance oferta / demanda de cada subsistema.
 - Nivel de confiabilidad esperado en cada subsistema, dado el parque existente y el proyectado.
 - Nivel de desacople interno del subsistema observado en los escenarios con costos marginales más altos que el de la unidad de punta definida.

2. Si producto de la evaluación de las variables monitoreadas se requiere una modificación de la definición de los subsistemas, dicha modificación se efectuará cumplidos los 4 años de vigencia del subsistema y la evaluación de las variables sólo tendrá un sentido informativo respecto de la estabilidad futura de la definición del subsistema. Cumplidos los 4 años se podrá:
 - a. Subdividir un subsistema existente en dos o más subsistemas nuevos, cuya definición será de 4 años a partir de esta definición.
 - b. Transcurridos los 4 años de la definición de un subsistema, las barras asociadas a éste podrán integrar otros subsistemas dependiendo si con dicha modificación se otorga mayor estabilidad a los subsistemas modificados. La estabilidad se debe medir en función de una operación esperada de al menos 8 años, evaluando en dicho periodo las variables de monitoreo seleccionadas.
 - c. La vigencia de un subsistema podrá prorrogarse por 4 años más, para ello la CNE deberá indicarlo al menos con un año de anticipación al cumplimiento de la vigencia y en función de lo observado en el monitoreo de las variables relevantes del subsistema.

2.7.1 Subsistemas basados en congestión de tramos de transmisión

Un primer método que se propone analizar es la definición de subsistemas basados en la revisión de **ingresos tarifarios**, por sobre los niveles esperados debido sólo a las pérdidas de transmisión, es decir, que sean un signo claro de **congestión de tramos de transmisión**.

La señal de precios de potencia y por tanto la definición de subsistemas, deben tener una mirada de mediano y largo plazo, sin dejarse influenciar por la operación de corto plazo ni por las transferencias de energía en el sistema. Esta afirmación se basa en el hecho de que el precio de la potencia, en el segmento de generación, se determina en base al costo de inversión unitario en función del tipo de tecnología que aportan en la demanda de punta del sistema y, por tanto, es utilizado con dos objetivos relacionados con el financiamiento de proyectos. El primero y tal vez el más directo, es el financiamiento de proyectos que aportan en la demanda de punta del sistema; y el segundo objetivo es la complementariedad en el pago de la inversión para proyectos de generación orientados al suministro de energía (por lo general, con altos costos de inversión). En ambos casos la reducción de la incertidumbre en los ingresos a percibir por potencia es algo necesario.

La metodología de factores de penalización de potencia es una herramienta muy influenciada por la operación esperada de corto plazo y, por consiguiente, tiende a ser inestable en el

tiempo. Consecuentemente cualquier metodología que utilice estos factores también estará influenciada por la operación de corto plazo, impidiendo por ello lograr una señal estable en el tiempo, tal que permita el desarrollo de tecnologías de puntas más eficientes e incluso innovadoras, que permitan dar cumplimiento a los estándares de seguridad, suficiencia, resiliencia y descarbonización esperados.

Hay un cuestionamiento respecto a la forma en que actualmente la Comisión determina subsistemas en base a un desacople por “congestión” de 20%. Efectivamente las diferencias relativas entre nodos que pueden expresarse en términos porcentuales no son por sí misma una evidencia de un problema de suficiencia, ya que por ejemplo se puede presentar una situación en que los costos marginales de los sectores bajo análisis son bajos en términos absolutos. Por ejemplo 10 US\$/MWh en un extremo y 30 US\$/MWh en el otro extremo da como resultado un desacople de 200%, sin embargo, evidentemente no es una situación que pueda resolverse mediante una señal de precio para unidades de punta, puesto que ellas tienen costos variables por sobre los 100 US\$/MWh. Al contrario, solo profundizaría el problema de desacople económico; la instalación de oferta de costos variables altos en el extremo donde se evidencian costos marginales más bajos que los costos variables de la unidad de punta constitutiva del precio de la potencia, no tendrá colocación y sólo significaría una sobre instalación ineficiente que mermará los ingresos por potencia de las centrales existentes. Finalmente, tienen sentido eliminar dicho desacople sólo vía proyectos de transmisión, si éstos se justifican económicamente.

Dicho lo anterior, aparte del nivel de desacople y su naturaleza, también es necesario mirar los niveles absolutos de costos y preguntarse de qué manera la definición de un nuevo subsistema puede aportar a una solución.

La definición de los subsistemas de potencia en el marco del proceso de fijaciones de precio de nudo de corto plazo necesariamente tiene que estar retroalimentado por las decisiones y visiones que emanan del proceso de planificación de la transmisión.”. Esto obedece a la relación intrínseca entre los subsistemas y la planificación de la transmisión, ya que son las saturaciones de los sistemas de transmisión las que generan las condiciones para la diferenciación de los distintos subsistemas y, por otra parte, la planificación de las obras de transmisión y su concreción son las que modificarán las condiciones de saturación de los subsistemas de transmisión, acoplándolos en uno de mayor tamaño. Esto debe ir acompañado de un correcto monitoreo de cómo se van concretando las inversiones y si las señales de precios que se están estableciendo están logrando los objetivos buscados. Por tanto, se debe incorporar un proceso de monitoreo del mercado que podría estar dentro del proceso de cálculo del Precio de Nudo de Corto Plazo, en reemplazo del ejercicio de determinación de los subsistemas.

Respecto a la estabilidad de la señal tarifaria y de desarrollo del sistema eléctrico, dicha estabilidad es un requisito que también debe cumplir una definición de subsistemas, lo que implica que cualquier definición debe mantenerse al menos por 2 o 3 periodos tarifarios de 4 años. Lo anterior tiene fundamentos en tres elementos:

- Periodo de recuperación de la inversión de las unidades de punta, 10 años.
- Tiempo esperado para la materialización de grandes proyectos de transmisión, 8-12 años.
- Vida útil o periodo de recuperación de sistema de almacenamiento en base a baterías, 10-15 años.

Para visualizar los efectos de la consideración de distintas vidas útiles en el cálculo del precio de la potencia, se ha utilizado la fórmula para el cálculo del Precio de Potencia contenido en el Informe Técnico de Precio de Nudo con los datos de la fijación del segundo semestre del año 2018 para la SE Lagunas 220 kV, se hace un barrido disminuyendo el costo de inversión unitario (US\$/kW) de unidad generadora y de la tasa de interés a considerar (¿qué tasa es la que corresponde si se disminuye el riesgo?), se tiene lo siguiente:

		VU _{TG}	VU _{SE}	VU _{LT}					MRT	FP
		25	30	20					1.1	1.0046
C _{TG}	tasa	10%	9.5%	9.0%	8.5%	8.0%	7.5%	7.0%		
	100%	8.229	7.970	7.716	7.464	7.217	6.973	6.734		
	95.0%	7.894	7.649	7.407	7.168	6.933	6.702	6.475		
	90.0%	7.560	7.328	7.098	6.872	6.649	6.430	6.215		
	85.0%	7.226	7.006	6.790	6.576	6.366	6.159	5.955		
	80.0%	6.891	6.685	6.481	6.280	6.082	5.887	5.696		
	75.0%	6.557	6.363	6.172	5.984	5.798	5.616	5.436		
	70.0%	6.223	6.042	5.864	5.688	5.514	5.344	5.177		

		VU _{TG}	VU _{SE}	VU _{LT}					MRT	FP
		12	12	12					1.1	1.0046
C _{TG}	tasa	10%	9.5%	9.0%	8.5%	8.0%	7.5%	7.0%		
	100%	10.478	10.259	10.043	9.828	9.617	9.407	9.201		
	95.0%	10.087	9.878	9.671	9.466	9.263	9.063	8.866		
	90.0%	9.696	9.496	9.299	9.103	8.910	8.719	8.530		
	85.0%	9.305	9.115	8.927	8.741	8.557	8.375	8.195		
	80.0%	8.914	8.733	8.555	8.378	8.203	8.031	7.860		
	75.0%	8.523	8.352	8.183	8.015	7.850	7.687	7.525		
	70.0%	8.132	7.971	7.811	7.653	7.497	7.342	7.190		

Tabla 2.29. Sensibilización precio de potencia

Sobre la eterna disyuntiva de qué se considera corto y largo plazo, en términos resumidos, para sistemas eléctricos de potencia el corto plazo es aquel que sólo puede ser afrontado con los recursos existentes en el sistema o aquellos que están a punto de incorporarse a él, como las obras en construcción que entrarán en operación en un horizonte que está dentro de la

capacidad de regulación del sistema, es decir, hasta 24 o 36 meses; cuando no existan recursos disponibles, incluso se puede caer en situación de racionamiento.

Por contrapartida, el mediano y largo plazo son horizontes de tiempo donde los problemas pueden efectivamente resolverse mediante planes de inversión que se materializarán en un tiempo elevado y permiten una optimización económica de recursos. Dadas las condiciones actuales para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transmisión, este plazo no es menor a 5 o 6 años.

Respecto a la tasa de descuento a utilizar en las evaluaciones económicas, hasta donde entendemos el texto de la Ley, ésta no está definida. Lo que está la Ley como tasa para el proceso de precios de nudo de corto plazo es una tasa de descuento que actualiza los costos marginales de energía y no se establece que ésta sea la rentabilidad de los proyectos de unidades de punta. En términos concretos la LGSE establece:

“Artículo 162°.- Para cada fijación semestral, los precios de nudo de corto plazo se calcularán de la siguiente forma:....

2.- Con el programa de obras definido anteriormente y considerando básicamente la demanda de energía, los stocks de agua en los embalses, los costos de operación de las instalaciones, los costos de racionamiento y la tasa de actualización indicada en la letra d) del artículo 165°, se determina la operación del sistema eléctrico que minimiza la suma del costo actualizado de operación y de racionamiento, durante el período de estudio. Para la operación del sistema definida anteriormente se calculan los costos marginales de energía del sistema, incluida la componente de racionamiento en los primeros meses de operación, con un mínimo de veinticuatro y un máximo de cuarenta y ocho meses, promediándose los valores obtenidos con factores de ponderación correspondientes a las demandas actualizadas de energía durante ese período. Los valores así obtenidos, para cada una de las barras, se denominan precios básicos de la energía; por costo de racionamiento se entiende el costo por kilowatt-hora incurrido, en promedio, por los usuarios al no disponer de energía, y tener que generarla con generadores de emergencia, si así conviniera. Este costo de racionamiento se calculará como valor único y será representativo de los déficits más frecuentes que pueden presentarse en el sistema eléctrico;

3.- Se determina el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico, conforme los balances de demanda y oferta de potencia en los subsistemas que corresponda. Como oferta de potencia se considerará tanto la aportada por las centrales generadoras como aquella aportada por los sistemas de transmisión. Se calcula el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada de cada subsistema eléctrico con este tipo de unidades. Los valores así obtenidos se incrementan en un porcentaje igual al

margen de reserva de potencia teórico del respectivo subsistema. El valor resultante del procedimiento anterior se denominará precio básico de la potencia de punta en el subsistema respectivo;

Existe una suerte de referencia circular entre al Artículo 165 y el Artículo 162, dicha referencia circular puede o no ser considerada en el punto 3. Del artículo 162 donde se mandata el cálculo del precio básico de la potencia, no una referencia explícita a una tasa específica. Nuestra sugerencia es utilizar como tasa de descuento aquella empleada en la evaluación social de proyectos.

2.8 Sobre la necesidad de definir subsistemas

Parte de la problemática que se pretende abordar es resolver cuando se requiere la definición de uno o más subsistemas. La respuesta puede parecer obvia o trivial no obstante es necesario darla. Una señal de precio se da para que exista una respuesta desde el mercado, pero además que dicha respuesta efectivamente solucione el problema detectado que motivó definir dicha señal de precio. Decididamente se debe “des-energizar” la discusión de la potencia de suficiencia y sus señales de precios. La “des-energización” pasa por abandonar o adaptar significativamente la utilización de los factores de penalización de potencia, que no son otra cosa que la relación de costos marginales de energía en determinados bloques modelados.

Dicho lo anterior, el problema se puede separar al menos en 4 partes:

1. Detección de la necesidad de definir un subsistema;
2. Definir los límites del subsistema;
3. Calcular los precios básicos dentro del subsistema;
4. Definir la estabilidad en el tiempo de la señal de precios.

Para llevar adelante esta discusión es relevante volver a las bases conceptuales para dar con una respuesta adecuada.

En el marco legal se establece que la determinación de la “unidades más económicas” para suministrar “potencia adicional” durante las horas de demanda máxima anual, sujeto o “conforme” a “los balances de demanda y oferta de potencia en los subsistemas que corresponda”.

Adicionalmente se establece que el precio básico de potencia del subsistema es el resultante del procedimiento descrito en la ley y no está restringido al desarrollo reglamentario o normativo que deriva de la ley, desarrollos estos últimos que son esencialmente modificables. A juicio del equipo consultor, en términos algorítmicos el procedimiento es el siguiente:

- (i) Se determina el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual. Supone entonces la Ley que las horas de demanda máxima anual son pocas y por tanto si se optimiza el costo total de inversión, operación más el costo de falla, estas unidades suelen ser de baja inversión (CAPEX mínimo) y alto costo variable de operación (OPEX alto), de acuerdo la tecnología tradicionalmente utilizada para estos efectos. La Ley tampoco establece cual es el tamaño que debe tener esta(s) unidad(es) de punta.
- (ii) Se determina la oferta disponible aportada por centrales generadoras existentes y sistemas de transmisión en las horas de demanda máxima anual generando el balance respectivo respecto de esa demanda máxima. Podría suceder que un determinado subsistema tenga una capacidad instalada mucho mayor que la demanda actual y/o proyectada, haciendo innecesario incorporar más oferta en tal subsistema, dificultando de este modo la definición de una señal de precio.
- (iii) Se calcula el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada de cada subsistema. Este ejercicio se realiza solamente con ocasión del proceso semestral de cálculo del Precio de Nudo de Corto Plazo.
- (iv) Se incrementa el costo marginal anual calculado anteriormente en un porcentaje igual al margen de reserva teórico.

Con todo, lo que no debe estar ausente de la discusión es que las congestiones no se resuelven necesariamente con la incorporación de unidades de punta, ya que éstas no ayudan en caso de ser unidades diésel a bajar los costos marginales, esto último sucede sólo si estamos en un escenario de déficit de potencia y las unidades despachadas tienen costos variables mayores a la unidad de punta en evaluación. Lo anterior sugiere que la metodología actual debe cambiar significativamente.

En consecuencia, no sólo se deben considerar los factores de penalización de potencia y los desacoples que deriven de sus valores relativos, sino que también se debe considerar el nivel del costo marginal esperado en los bloques de punta y el despacho esperado de las centrales instaladas dentro de cada subsistema:

- i. Si el costo marginal observado en el bloque de punta es menor que el costo variable de la unidad de punta no tiene sentido definir señal de precio alguna, ya que no existe un problema de suficiencia.
- ii. Si las centrales existentes dentro de los subsistemas no están despachadas a máxima capacidad, es decir, existe margen de capacidad disponible, tampoco es necesario entregar señales de precios para incorporar nueva capacidad de generación.

- iii. Sólo si el costo marginal observado en los bloques de punta es mayor al costo variable de la central que se está promoviendo, tiene sentido incentivar la incorporación de esta nueva generación. Pero este análisis se realiza desde el punto de vista de los costos de energía, y no desde el punto de vista de la potencia de suficiencia, por lo cual no debería ser considerado como un elemento para la toma de decisiones.

Finalmente, se propone realizar un proceso adicional al mero hecho de observar los factores de penalización de potencia y esto corresponde a incorporar los puntos (i) y (ii) dentro del proceso de toma de decisiones.

2.9 Caso en que no se definan subsistemas

Como se ha planteado anteriormente, si no se evidencia una clara necesidad de definir un subsistema, se puede plantear la definición de un único precio básico de potencia en la barra del centro de carga de la red.

Para la definición de los precios en el resto de las barras del sistema, se plantea el siguiente algoritmo:

- a) Establecer el o los bloques de demanda para los cuales se desea calcular los factores de penalización.
- b) Realizar un despacho económico para satisfacer la demanda de los bloques seleccionados, asumiendo que no existen restricciones de transmisión (se relaja el criterio N-1).
- c) Calcular los flujos de potencia agregando una barra de generación libre en el centro de carga del sistema, con costo variable cualquiera, distinto de cero. La generación del despacho económico anterior se fuerza asignándole costo variable cero.
- d) Los factores de penalización de todo el conjunto de barras del sistema se obtienen dividiendo el costo marginal calculado para cada barra por el costo de la barra de referencia.

La base para establecer esta metodología es que, ante el evento de ocurrencia de una contingencia en el sistema, la respuesta sobrepasa las “congestiones” impuestas por el criterio de operación N-1, que solo es un criterio de seguridad.

2.10 Subsistemas basados en análisis de contingencias

Como se ha señalado, la identificación de subsistemas de potencia debería realizarse con el propósito de, a través de una señal de precio de potencia, incentivar la instalación de unidades de rápida construcción, para evitar racionamientos locales.

La única manera que este tipo de situaciones pueda presentarse es si los sistemas eléctricos están adaptados. Por lo tanto, se propone una metodología que se basa en el análisis de la operación proyectada similar al ejercicio de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo.

Dado que las simulaciones de operación generalmente se realizan para un conjunto estadístico de hidrologías y etapas de demanda (incluyendo entrada y salida de unidades, cambios de la red de transmisión, precios de combustibles, mantenimientos y otros cambios y parámetros relevantes), se propone mirar el parque de generación que satisface la demanda del bloque bajo análisis, considerando las reservas operacionales recomendadas.

Una vez definido este parque, se desactivan todas las centrales que no son parte del despacho. Luego se realiza un análisis de contingencias. El cual puede incluir:

- i. La pérdida de unidades de mayor tamaño en operación, con alguna dispersión geográfica;
- ii. La salida líneas del sistema Nacional que no impliquen generación de islas

Bajo esta situación de contingencia, existirá un redespacho para aquellas unidades que tienen margen operacional (incluyendo todas las reservas) y eventualmente, se originarán centrales de falla en aquellos nodos que no pueden ser abastecidos.

Este análisis se puede realizar para cada bloque de demanda o solo para los bloques de demanda máxima o bloques del periodo de control de demanda.

Como resultado, se obtendrá grupos de contingencias que producen la aparición de centrales de falla, indicando que en aquellos puntos el sistema no puede abastecer la demanda, dado que se sobrepasa alguna limitación.

Dado que cada evento tiene asociada una probabilidad de ocurrencia, las barras con centrales de falla y su profundidad (nivel de afectación) servirán de base para analizar si efectivamente existen zonas del sistema eléctrico que ameriten la instalación de unidades de rápida construcción, tipo unidad de punta. El mismo ejercicio sirve para determinar cuál es el tamaño más adecuado para resolver las necesidades de potencia de punta.

3

**DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN
Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD
DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM**

**PROYECCIÓN DE DESACOPLES ECONÓMICOS EN
BLOQUES DE PUNTA PARA EL PERIODO 2021-2024**

3 PROYECCIÓN DE DESACOPLES ECONÓMICOS EN BLOQUES DE PUNTA PARA EL PERIODO 2021-2024

3.1 SUBSISTEMAS BASADOS EN DESACOPLES ECONÓMICOS

En el Capítulo 2 se plantea una propuesta para determinar subsistemas, actividad que se sugiere realizar como parte del análisis de expansión de los sistemas de transmisión, fundamentalmente porque es un ejercicio que tiene un horizonte de análisis de muy largo plazo. También se propone que, con el objeto de dar una señal de inversión de largo plazo, se considere subsistemas y precios determinados en un horizonte de dos a tres periodos tarifarios de cuatro años y que los precios sean calculados de manera de no producir cambios muy bruscos respecto de los valores actuales (se incorpora una tabla con ejemplos al final del Capítulo 2).

A nuestro juicio, la diferencia relativa a los factores no es suficiente por sí sola para justificar mantener un subsistema ni para definir un nuevo, dependerá del nivel absoluto de los costos marginales esperados que arrojan esa diferencia relativa, si ese nivel absoluto está por debajo de los costos variables esperados de la unidad de punta, fomentar la incorporación de más oferta de punta no resuelve el desacople ni mucho menos tiene sentido económico entregar una señal en ese sentido.

A juicio del equipo consultor, el paradigma que se ha utilizado por aproximadamente dos décadas y que se puede interpretar como: **“Los factores de penalización de energía en el bloque de punta representan los problemas de escases de potencia de suficiencia”**, debe modificarse, para tender a una metodología que refleje adecuadamente una situación de potencia y no de energía.

Existen diversas posibilidades a la hora de establecer nuevos paradigmas para tratar el problema de requerimientos de suficiencia en el sistema o en los subsistemas.

Para tratar de establecer este nuevo paradigma, se debe considerar los siguientes elementos:

- Métodos o formas para identificar problemas de suficiencia en el sistema,
- Qué elementos se encuentran disponibles para resolver los problemas de suficiencia,
- Verificar que la propuesta resuelve el problema detectado

Sin duda los balances de oferta y demanda son necesarios de realizar, pero además dichos balances tienen que realizarse considerando los costos variables de las unidades consideradas. Por ejemplo, establecer un costo variable promedio ponderado incorporando todas las adecuaciones que correspondan, como por ejemplo la disponibilidad de la oferta.

Por otra parte, parece poco factible que se exporte potencia de suficiencia desde un sistema con alto costo variable promedio a uno de menor costo variable promedio, si en este último existen excedentes, aunque sean menores que los excedentes del subsistema de más alto costo variable promedio. Sólo tiene sentido ese tipo de exportación bajo una condición de déficit de potencia en el subsistema de costo variable promedio más bajo.

Existe un ejercicio trivial de realizar para evaluar si la solución al problema planteado vía análisis de los factores de penalización es instalar unidades de punta, dicho ejercicio pasa precisamente por simular la instalación de unidades de punta en los subsistemas definidos, si la solución es la correcta, entonces tendría que disminuir o desaparecer el problema; si eso no se observa, no tiene sentido mantener o definir el subsistema o quizás se tendría que cambiar la unidad de punta a una que, dadas sus características, sí resuelva el problema en este caso, se podría implementar soluciones de tecnologías como solar más almacenamiento, o bien almacenamiento puro.

Respecto a la determinación de los subsistemas propiamente tal, la propuesta se basa en determinar los desacoples económicos mediante un **análisis de los ingresos tarifarios esperados**. El método que se propone consiste en separar los “ingresos tarifarios de pérdidas” de los “ingresos tarifarios de congestión” (un desarrollo teórico sobre este tema se presenta en el Anexo 1), identificando un desacople económico cuando el ingreso tarifario de congestión alcanza un cierto porcentaje del ingreso tarifario total del tramo de línea. En principio, se ha utilizado un umbral de 70% de ingresos tarifarios anuales esperados provenientes de congestión como criterio para señalar que una línea presenta congestión

Una vez que se ha definido las líneas que presentan congestión, se debe identificar las barras que pertenecen a cada subsistema, utilizando análisis de grafos. Adicionalmente, estos subsistemas deben cumplir algunas características, como las descritas en el apartado 2.5, que incluyen la posibilidad de tener un balance oferta-demanda y perdurar a lo largo del periodo de análisis.

La aplicación de esta metodología es relativamente simple en sistemas radiales, sin embargo, hay complejidades que resolver en caso de sistemas enmallados que implica adoptar decisiones en conjunto para una correcta consideración de estas secciones del sistema, toda vez que el problema se puede convertir en un loop y la solución de este problema sin duda escapa al alcance de esta consultoría.

3.2 DESCRIPCIÓN METODOLÓGICA

La metodología consta de una primera etapa de análisis topológico en base a los parámetros propios de la red de transmisión y la conectividad existentes lo que entrega una primera agrupación de nodos y tramos del sistema de transmisión, luego de ello se avanza en una segunda capa de análisis que consideran la operación esperada del sistema pero con una visión de largo plazo donde se observa la saturación de las redes y los desacoples económicos principalmente por la observación de los ingresos tarifarios tanto los asociados a pérdidas como los asociados a congestión.

En aquellos tramos del sistema de transmisión donde se observen IT desproporcionados y mayoritariamente debido a problemas de congestión, problemas de congestión que sólo se soluciona con el aumento de la capacidad ya sea de transporte o de generación, son tramos candidatos a ser fronteras entre dos subsistemas, la tolerancia aceptable en el nivel de congestión es una cifra meramente convencional y, como tal, puede corresponder a una decisión de la autoridad.

Finalmente, los subsistemas resultantes serán aquellas agrupaciones topológicas de instalaciones conectadas por tramos saturados del sistema de transmisión.

3.3 DETERMINACIÓN DE SUBSISTEMAS

Caso 1. Basado en Ingresos Tarifarios de Congestión totales

Tomando como base el modelo del sistema eléctrico utilizado por la Comisión Nacional de Energía en el Proceso de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, correspondiente al segundo semestre de 2020, se utiliza el software Ose2000 para realizar la simulación de la operación para el periodo 2020 – 2030.

Los Ingresos Tarifarios de cada tramo se descomponen en IT de pérdidas e IT de congestión, de acuerdo con el procedimiento teórico que se muestra en el Anexo 1.

Como una primera aproximación, atendiendo a la característica cuasi radial del Sistema Eléctrico Nacional, se realiza una inspección de los valores obtenidos, los que son tabulados para los diferentes niveles de tensión. Se debe recordar que en muchos tramos coexisten sistemas de 500 kV en paralelo con sistemas de 220 kV y en algunos casos tensiones menores.

Adicionalmente se tomará la consideración de que, si un tramo de 500 kV presenta congestión, también lo hacen los tramos de menor tensión en paralelo.

La Tabla 3.1 es un resumen para los tramos de 500 kV en los cuales se detecta valores altos de ingresos tarifarios.

LinVtj kV	500.0													
Suma de LinITPrd MUS\$		Etique												
Etiquetas de fila	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total general		
Ancoa 500->Ancoa Aux 500 III	0.0	0.0	0.0									0.0		
Ancoa 500->Ancoa Aux 500 IV				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
Ancoa Aux 500->Alto Jahuel 500 I	0.5	0.8	0.8	0.8	1.0	1.3	1.4	1.6	1.7	1.8	1.9	13.6		
Ancoa Aux 500->Alto Jahuel 500 II	0.9	1.2	1.2	1.3	1.6	2.0	2.1	2.3	2.5	2.6	2.7	20.4		
Ancoa Aux 500->Alto Jahuel 500 III	0.5	0.8	0.8	0.8	1.0	1.3	1.3	1.5	1.6	1.7	1.8	13.0		
Ancoa Aux 500->Alto Jahuel 500 IV	0.5	0.8	0.8	0.8	1.0	1.3	1.3	1.5	1.6	1.7	1.8	13.0		
Charrua 220->Charrua 500	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	1.9		
Nueva Maitencillo 500->Nueva Maitencillo Aux 500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
Nueva Pan de Azucar 500->Nueva Pan de Azucar Aux 500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
Nueva Pan de Azucar Aux 500->Polpaico 500 A	1.4	2.0	2.0	2.0	2.1	2.5	2.6	2.5	2.5	2.4	1.5	23.6		
Nueva Pan de Azucar Aux 500->Polpaico 500 B	1.4	2.0	2.0	2.0	2.1	2.5	2.6	2.5	2.5	2.4	1.5	23.6		
Total general	5.5	7.7	7.7	7.8	8.9	10.9	11.6	12.2	12.7	13.0	11.3	109.1		

Tabla 3.1. Ingresos Tarifarios de pérdidas, tramos seleccionados de 500 kV

LinVtj kV	500.0												
Suma de LinITCng MUS\$		Etique											
Etiquetas de fila	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total general	
Ancoa 500->Ancoa Aux 500 III	0.3	13.1	18.4									31.7	
Ancoa 500->Ancoa Aux 500 IV				3.6	36.6	44.8	44.2	63.8	73.8	89.0	111.6	467.5	
Ancoa Aux 500->Alto Jahuel 500 I	0.1	-0.2	-0.2	-0.2	-0.3	-0.3	-0.3	-0.5	-0.6	-0.8	-1.0	-4.4	
Ancoa Aux 500->Alto Jahuel 500 II	-0.5	-0.9	-0.9	-0.9	-1.2	-1.5	-1.5	-1.9	-2.1	-2.3	-2.5	-16.0	
Ancoa Aux 500->Alto Jahuel 500 III	0.1	-0.1	-0.2	-0.1	-0.2	-0.2	-0.2	-0.4	-0.5	-0.6	-0.8	-3.0	
Ancoa Aux 500->Alto Jahuel 500 IV	0.1	-0.1	-0.2	-0.1	-0.2	-0.2	-0.2	-0.4	-0.5	-0.6	-0.8	-3.0	
Charrua 220->Charrua 500	0.4	3.2	2.4	3.3	8.5	10.5	9.8	18.3	21.8	24.7	19.5	122.4	
Nueva Maitencillo 500->Nueva Maitencillo Aux 500	0.7	6.5	11.4	10.2	21.0	27.6	32.8	30.1	26.7	28.1		195.1	
Nueva Pan de Azucar 500->Nueva Pan de Azucar Aux 500	6.6	17.4	19.3	27.3	36.6	42.5	47.3	39.2	33.7	32.0		301.8	
Nueva Pan de Azucar Aux 500->Polpaico 500 A	-0.2	-0.6	-0.8	-1.4	-2.2	-2.5	-2.8	-2.3	-2.0	-2.0	-0.6	-17.4	
Nueva Pan de Azucar Aux 500->Polpaico 500 B	-0.2	-0.6	-0.8	-1.4	-2.2	-2.5	-2.8	-2.3	-2.0	-2.0	-0.6	-17.4	
Total general	7.6	37.8	48.3	40.4	96.6	118.2	126.4	143.7	148.4	165.5	124.6	1057.4	

Tabla 3.2. Ingresos Tarifarios de congestión, tramos seleccionados de 500 kV

De la comparación de resultados de las Tablas 3.1 y 3.2 se puede observar que los tramos que presentan mayor nivel de congestión, de acuerdo con la simulación realizada con la base de datos Ose2000 disponible, son Pan de Azúcar 500 kV → Polpaico 500 kV y Ancoa 500 kV → Alto Jahuel 500 kV.

A modo de comparación, los valores de los VATT (información disponible de la página web del Coordinador para agosto de 2020), para las líneas Pan de Azúcar → Polpaico 500 kV y Ancoa → Alto Jahuel 500 kV son 26,15 y 61,95 MUSD (millones de dólares), respectivamente.

El siguiente paso es revisar los niveles de transmisión esperados en dichos tramos. En esta ocasión, se utiliza el software Ose2000 para dibujar histogramas de flujos de potencia, que son el reflejo de todas las simulaciones (meses, bloques, hidrologías, demandas, mantenimientos, etc.) para el horizonte de estudio. Las figuras 3.1 y 3.2 muestran la probabilidad de que ocurra cierto nivel de transmisión en el tramo que se indica.

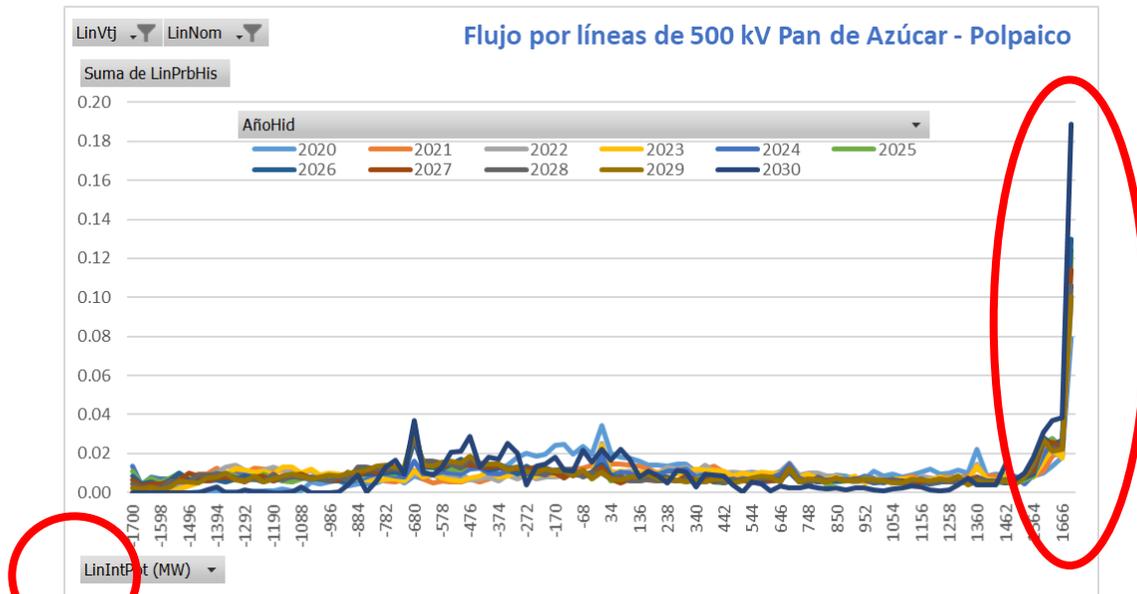


Figura 3.1. Histogramas de flujos esperados para el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, 500 kV

De este gráfico se puede observar que el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV presenta un alto nivel de congestión, los que finalmente dan origen a los elevados ingresos tarifarios por congestión. También es posible notar que se produce saturación de flujo en el sentido sur a norte, es decir, de Polpaico a Nueva Pan de Azúcar, pero con menor probabilidad.

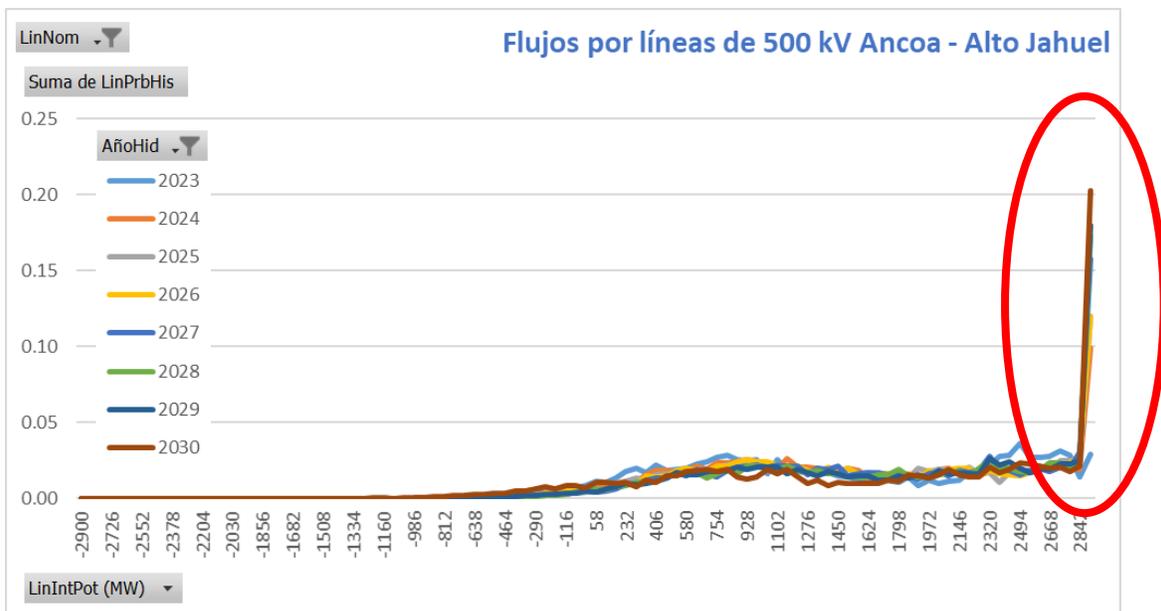


Figura 3.2. Histogramas de flujos esperados para el tramo Ancoa – Alto Jahuel, 500 kV

También se observa que en este caso se producen elevados niveles de congestión, que superan los 2.900 MW de capacidad límite definido.

Por lo tanto, la revisión realizada permite plantear la conformación de tres subsistemas económicos:

Subsistema Norte: entre las subestaciones Parinacota 220 kV y Pan de Azúcar 500 kV

Subsistema Centro: entre las subestaciones Polpaico 500 kV y Alto Jahuel 500 kV

Subsistema Sur: entre las subestaciones Ancoa 500 kV y Chiloé 500 kV

Para este caso, las subestaciones básicas de potencia propuestas son: Parinacota, Lo Aguirre y Entre Ríos.

En la figura 3.3 se presenta gráficamente los subsistemas propuestos, considerando la comparación de Ingresos Tarifarios Totales.

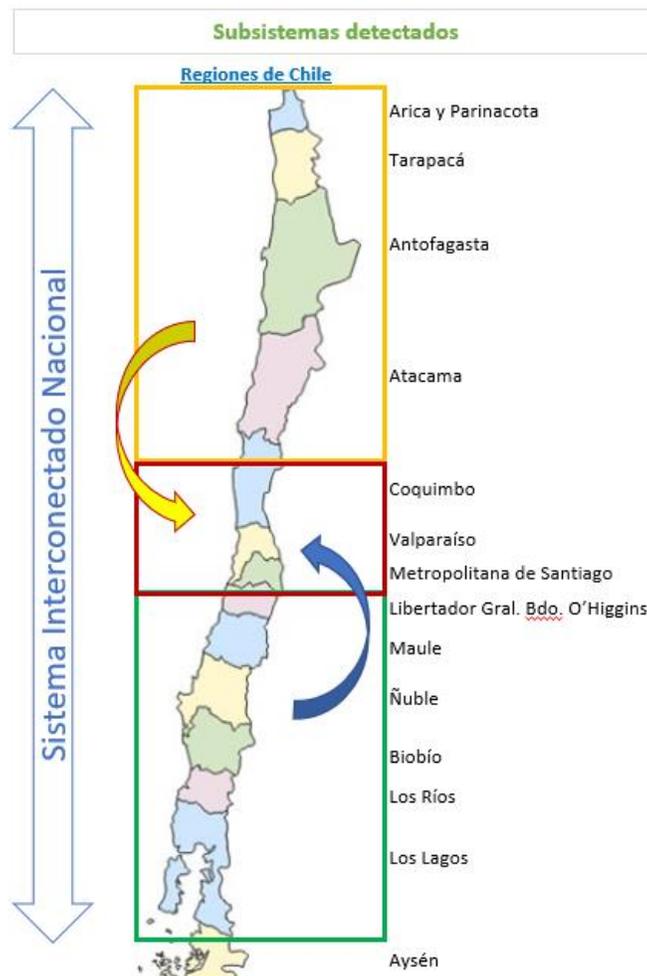


Figura 3.3. Subsistemas propuestos para el periodo 2021 - 2024

Caso 2. Basado en IT de Congestión sólo en periodo de control

Si el interés es determinar subsistemas por congestiones que ocurren solamente en los bloques correspondientes a los bloques de control de punta, entonces es necesario separar los ingresos tarifarios que se ocurren solamente en este periodo.

Las Tablas 3.3 y 3.4 muestran los resultados de los IT de pérdidas y congestión sólo para el periodo de control de punta, utilizando una ponderación de los bloques donde se encuentran contenidas estas horas.

LinVtj kV	500.0													
Suma de LinITDemCntPrd MUS\$	Etique													
Etiquetas de fila	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total general		
Ancoa 500->Ancoa Aux 500 III	0.0	0.0	0.0										0.0	
Ancoa 500->Ancoa Aux 500 IV				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Ancoa Aux 500->Alto Jahuel 500 I	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	1.4	
Ancoa Aux 500->Alto Jahuel 500 II	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	2.2	
Ancoa Aux 500->Alto Jahuel 500 III	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	1.4	
Ancoa Aux 500->Alto Jahuel 500 IV	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	1.4	
Charrua 220->Charrua 500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	
Nueva Maitencillo 500->Nueva Maitencillo Aux 500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Nueva Pan de Azucar 500->Nueva Pan de Azucar Aux 500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Nueva Pan de Azucar Aux 500->Polpaico 500 A	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.6	
Nueva Pan de Azucar Aux 500->Polpaico 500 B	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.6	
Total general	0.2	0.5	0.5	0.5	0.5	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0	1.0	7.7		

Tabla 3.3. Ingresos Tarifarios de pérdidas en periodo de control, tramos seleccionados de 500 kV

LinVtj kV	500.0													
Suma de LinITDemCntCng MUS\$	Etique													
Etiquetas de fila	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total general		
Ancoa 500->Ancoa Aux 500 III	0.0	1.9	2.7										4.7	
Ancoa 500->Ancoa Aux 500 IV				0.2	2.0	2.7	2.4	3.3	4.2	5.8	9.0	29.6	-0.1	
Ancoa Aux 500->Alto Jahuel 500 I	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	
Ancoa Aux 500->Alto Jahuel 500 II	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-1.3	
Ancoa Aux 500->Alto Jahuel 500 III	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Ancoa Aux 500->Alto Jahuel 500 IV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Charrua 220->Charrua 500	0.0	0.6	0.4	0.6	1.4	2.5	2.2	4.4	5.1	5.9	4.4	27.5	0.2	
Nueva Maitencillo 500->Nueva Maitencillo Aux 500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Nueva Pan de Azucar 500->Nueva Pan de Azucar Aux 500	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.3	0.2	0.1	0.2		1.4		
Nueva Pan de Azucar Aux 500->Polpaico 500 A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	
Nueva Pan de Azucar Aux 500->Polpaico 500 B	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	
Total general	0.0	2.5	3.0	0.7	3.4	5.3	4.9	7.8	9.3	11.7	13.2	61.9		

Tabla 3.4. Ingresos Tarifarios de congestión en periodo de control, tramos seleccionados de 500 kV

Al observar estos resultados, es posible constatar que los IT de congestión de la línea Ancoa – Alto Jahuel 500 kV permanecen relevantes comparados con los IT de pérdidas, en tanto en la línea Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV estos IT desaparecen para el periodo de control de punta. Esto se debe a que los flujos predominantes son desde norte a sur producto de la gran oferta solar y, dado que el periodo de control considera horas de la tarde-noche, los flujos en estos bloques bajan a niveles en los que no se aprecia congestión.

En consecuencia, si se quiere definir subsistemas considerando solamente el periodo de control de punta, entonces habría solamente dos subsistemas:

Subsistema Norte: entre las subestaciones Parinacota 220 kV y Alto Jahuel 500 kV

Subsistema Sur: entre las subestaciones Ancoa 500 kV y Chiloé 500 kV

LinVtj kV	500																
Suma de LinITDemCntCng MUS\$	Etiqu																
Etiquetas de fila	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total general			
Ancoa 500->Ancoa Aux 500 III	0.0	0.7	1.2											1.9			
Ancoa 500->Ancoa Aux 500 IV				0.0	0.9	0.9	1.5	2.3	3.1	4.8	5.6	5.8	5.9	30.8			
Ancoa Aux 500->Alto Jahuel 500 I	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1			
Ancoa Aux 500->Alto Jahuel 500 II	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-1.3			
Ancoa Aux 500->Alto Jahuel 500 III	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2			
Ancoa Aux 500->Alto Jahuel 500 IV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2			
Charrua 220->Charrua 500	0.0	0.6	0.4	0.3	1.0	2.2	2.0	3.2	3.4	4.8	4.5	5.6	5.5	33.6			
Nueva Maitencillo 500->Nueva Maitencillo Aux 500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0				0.3			
Nueva Pan de Azucar 500->Nueva Pan de Azucar Aux 500	0.0	0.5	0.8	0.8	1.0	1.3	1.5	1.2	1.0	1.1				9.3			
Nueva Pan de Azucar Aux 500->Polpaico 500 A	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	0.0	-0.5			
Nueva Pan de Azucar Aux 500->Polpaico 500 B	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	0.0	-0.5			
Total general	0.0	1.7	2.2	1.0	2.8	4.3	4.9	6.6	7.4	10.5	9.9	11.4	11.4	74.1			

Tabla 3.8. Ingresos Tarifarios de gestión con 20 hidrologías, periodo de control de punta

En caso de tomar una muestra reducida de hidrologías (en este caso corresponden a los últimos 20 años de estadística disponible), los valores de IT cambian, debido a que la muestra de hidrologías es más seca, por lo tanto, es esperable mayor despacho de unidades térmicas del ex-SING. En efecto esto se observa en el aumento del valor de IT de congestión de la línea Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, e incluso los valores se mantienen altos también para el periodo de control de punta. La decisión de definir o no un subsistema considerando esta congestión dependerá del criterio que se adopte respecto al nivel de congestión.

4

DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN
Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD
DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM

**ANÁLISIS ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS DE
GENERACIÓN DISPONIBLES PARA SUMINISTRAR
POTENCIA DE PUNTA**

4 ANÁLISIS ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS DE GENERACIÓN DISPONIBLES PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA

4.1 GENERAL

El análisis que se desarrolla a continuación considera las alternativas tecnológicas de unidades generadoras que puedan proveer potencia de punta en los sistemas eléctricos del SEN y SSMM.

Dentro de este contexto, las alternativas tecnológicas factibles de implementar para suministrar potencia de punta y que están presentes en el mercado básicamente son los grupos generadores accionados por turbinas a gas y los motores generadores. Adicionalmente, según lo establecido en las bases técnicas de licitación se deben considerar además otras alternativas tecnologías como son las centrales renovables con capacidad de regulación y centrales renovables con capacidad o sistemas de almacenamiento.

Las centrales del tipo renovable con capacidad de regulación, que podrían considerar entre otras son las siguientes: Central hidroeléctrica con capacidad de regulación (Embalse), Central de Concentración de Potencia (CSP) o Central Termosolar con acumulación de sales fundida y Central Geotérmica con gestión de fluido geotérmico.

Por su parte, las centrales del tipo renovable con sistema de almacenamiento que podrían considerarse entre otras son las siguientes: Central solar fotovoltaica más banco de baterías, Central Eólica más banco de baterías y Central hidráulica de pasada más banco de baterías o BESS².

Se consideran las tecnologías antes indicadas dada su madurez y disponibilidad de recurso en el territorio nacional.

Por su parte tecnologías tales como biomasa, eólica, solar fotovoltaico, mareomotriz, undimotriz y minihidráulica, no son consideradas en este análisis, básicamente por la génesis del análisis de instalar potencia de punta en las subestaciones eléctricas indicadas y por el bajo factor de planta característico de la mayoría de ellas, con excepción de la biomasa.

Las tecnologías de cogeneración y de eficiencia energética, por tener el carácter de carga de base y asociadas a instalaciones industriales, tampoco se consideran en el análisis.

Asimismo, las tecnologías convencionales de vapor (Rankine), ciclos combinados o con gasificación de carbón, no son considerados económicamente rentables para suministrar sólo potencia de punta.

² Battery Energy Storage Systems

Respecto de los combustibles disponibles en el país requeridos para el accionamiento de los grupos generadores de punta, éstos corresponden a combustibles fósiles: Petróleo Destilado o diésel; Petróleo Residual; Gas Natural y Gas Licuado derivado de Petróleo o LPG. El carbón y el petcoke no son considerados en el análisis por no tener aplicación para su uso en grupos generadores de potencia de punta.

En relación con los sistemas de almacenamiento, solo se consideran BESS dado su relativa madurez y potencial de disminución de costos. Esto se fundamenta por el hecho de que es el único sistema de almacenamiento que está siendo considerado a la fecha dentro del mercado y a la fecha existen varios proyectos en Chile en desarrollo que consideran esta tecnología de almacenamiento. Adicionalmente, las centrales renovables con capacidad de regulación/almacenamiento presentan facilidad de implementación en cualquier parte de país.

Desde el punto de vista de la disponibilidad para los fines de potencia de punta, el petróleo diésel y el gas licuado de petróleo o LPG tienen la ventaja de poder ser transportados prácticamente a cualquier emplazamiento; no así el gas natural no licuado, el cual requiere de infraestructura consistente de gasoducto y redes de distribución. El Gas Natural Licuado es posible transportarlo criogénicamente por vehículo y requiere de almacenamiento y gasificación. Está además la posibilidad tecnológica de utilizar gas natural comprimido (GNC) el cual puede ser transportado por camiones y no requiere de infraestructura de gasificación como el requerido por el LNG.

Los combustibles del tipo biogás derivados de procesos orgánicos de biodigestión o gasificación y combustibles líquidos derivados de procesos de esterificación y transesterificación de lípidos naturales vegetal o animal (Biodiesel), pueden ser utilizables en grupos generadores. Sin embargo, éstos aún no se encuentran en etapa de producción y comercialización en el país, salvo casos especiales que eventualmente se podrían presentar, como por ejemplo la obtención de biogás de vertederos de basuras.

Por su parte, las fuentes de energía primaria como son la energía solar, obtenida de la radiación solar, energía eólica obtenida de la energía cinética del viento, y la energía hidráulica son las que permiten el desarrollo de las centrales renovables con capacidad de regulación y las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, que serán analizadas como posibles alternativas tecnológicas de generación eléctrica disponible para suministrar potencia de punta

Para definir el tipo de equipo para suministrar la potencia de punta, habrá que tener en consideración aspectos fundamentales como la disponibilidad y costo del combustible requerido en el sitio del proyecto, cantidad de potencia de punta requerida, disponibilidad eléctrica anual requerida, las exigencias de carácter ambiental en general (niveles de emisiones, ruidos, control de contaminantes, etc.), además de los impactos en centros poblados próximos (atenuación de ruido, altura de chimeneas, etc.), entre otros.

Para la selección del equipo será también fundamental la caracterización del sitio donde se instalará este equipo, según las condiciones climáticas (presión, temperatura, humedad, vientos, polvo, etc.) imperantes en la zona. Así también se considerará la radiación solar y el nivel de vientos en la zona.

Todos los aspectos anteriores se verán reflejados en los costos que serán parte de la evaluación económica requerida para la selección.

Además, se considera en el presente estudio que los equipos generadores sólo tendrán por objeto satisfacer las demandas de punta. No se consideran con capacidad para energizar líneas de transmisión después de un “blackout” del sistema asociado, como podría ser un sistema de black start (partida en negro) sin perjuicio de lo que la CNE defina en etapas posteriores del estudio.

En relación con la partida de estas unidades se tiene en consideración que la energía auxiliar requerida para turbinas a gas de tamaño superior a 40 MW se obtendrá de la red. Las turbinas de tamaño menor por lo general son autosuficientes y pueden partir con petróleo diésel utilizando su propio motor diésel (a pedido) y banco de baterías propios. Para gas, se requerirá la presión de gas en la red que sea suficiente para estos efectos, o bien la utilización de un compresor de gas adicional.

Respecto a la normativa ambiental existente en el país, las unidades de generación de punta, consideradas en el presente estudio, deberán cumplir con la nueva norma de emisiones para plantas termoeléctricas D.S. N° 13. Esta norma exceptúa de su cumplimiento a turbinas a gas de potencia inferior a 50 MWt (MW térmicos), equivalente a una potencia eléctrica de aproximadamente 14/15 MWe para turbinas HD y de 16/17 MWe para turbinas AD. La norma de emisiones excluye a los motores de combustión interna.

Por otra parte, la operación eléctrica de estas unidades deberá cumplir además con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) tanto para el Sistema Eléctrico Nacional como para los SSMM.

4.2 TURBINAS A GAS

La generación de energía eléctrica en unidades generadoras del tipo turbinas a gas se logra aprovechando directamente, en los álabes de la turbina de gas, la energía cinética que resulta de la expansión de aire y gases de la combustión, comprimidos como se aprecia en la Figura N° 4.1

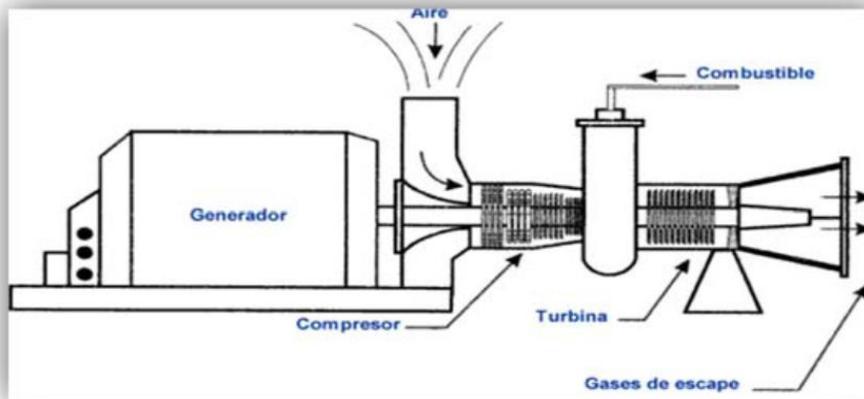


Figura N° 4.1 Ciclo de la Turbina a Gas

Debido a los efectos de las condiciones atmosféricas, se ha establecido que el desempeño de las turbinas de gas sea evaluado bajo determinadas normas o estándares. Uno de estos estándares corresponde a la referencia establecida por la International Standards Organization (ISO), la cual indica una temperatura ambiente de 15°C, 60% de humedad relativa y presión atmosférica a nivel del mar (101 kPA). Cada turbina de gas tiene un comportamiento diferente al cambiar las condiciones atmosféricas, pero pueden esperarse los valores indicados en la Figura N° 4.2

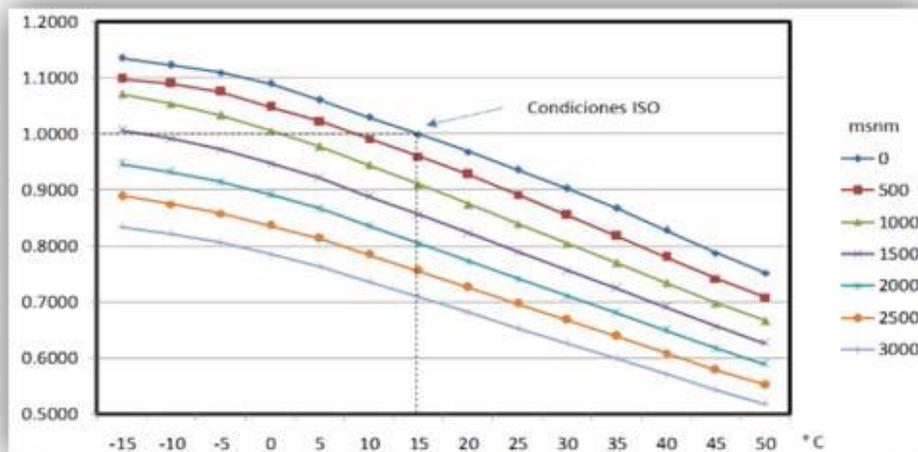


Figura N° 4.2 Ajuste de la Potencia Bruta de una Turbina de Gas por Efecto de la Altitud y la Temperatura Ambiente

Las turbinas a gas son equipos de combustión interna rotatorios que transforman la energía química contenida en un combustible en energía mecánica, la cual permite a su vez generar energía eléctrica. Existen diferentes tipos de turbinas dependiendo de su origen, disposición de la cámara de combustión y ejes con los que cuenta. Dependiendo de su origen las podemos clasificar en:

4.2.1 Turbina de Gas Aeroderivativas (AD)

Proviene del diseño de turbinas para fines aeronáuticos, pero adaptadas a la producción de energía eléctrica en plantas industriales o como microturbinas. Sus principales características son su gran fiabilidad y su alta relación potencia/peso, además cuentan con una gran versatilidad de operación y su arranque no es una operación tan crítica como en otros tipos de turbinas a gas.

En ciclo abierto o simple, pueden alcanzar comúnmente potencias hasta 150 MW, moviendo los gases a una gran velocidad, pero bajo caudal. Su compacto diseño facilita las operaciones de sustitución y mantenimiento, lo que hace viable que se lleven a cabo revisiones completas en menores intervalos de tiempo.

4.2.2 Turbina de Gas Heavy Duty (HD)

Son turbinas de diseño robusto, “Heavy Duty” orientado siempre a la producción de electricidad, buscándose grandes potencias y largos periodos de operación a máxima carga, sin paradas, ni arranques continuos. Su potencia de diseño puede llegar a valores cercanos de 600 MW³, moviendo grandes cantidades de aire a bajas velocidades, que pueden aprovecharse en posteriores aplicaciones de cogeneración.

Su mantenimiento debe realizarse in-situ debido a su gran tamaño y peso, buscándose alargar lo más posible en el tiempo las revisiones completas del equipo.

Una de las ventajas de las turbinas a gas se encuentra en el poco tiempo que requiere para entrar en funcionamiento, abasteciendo rápidamente la demanda eléctrica en horas de punta, aunque no solamente son fuentes de generación de energía auxiliar, también existen modelos de tecnología avanzada diseñados para abastecer la demanda de carga eléctrica en forma permanente.

Según el ciclo termodinámico de funcionamiento se clasifican en:

4.2.3 Ciclo Abierto-Simple y Variantes

El fluido que se comprime es aire tomado del ambiente. Los gases de escape son vertidos directamente a la atmósfera. Corresponde al Ciclo Brayton Clásico.

³ Gas Turbine World 2020 GTW Handbook, Volume 35

Este ciclo presenta variantes en su concepción termodinámica que teóricamente permiten mejorar su rendimiento por medio del uso de regeneradores, para el calentamiento regenerativo del aire de combustión post compresor, enfriadores intermedios en el compresor (“Intercooler”) y recalentamiento de los gases en la turbina de combustión (“reheat”).

El rendimiento y la potencia de salida de la turbina tienen una alta dependencia de la relación de presión, de la temperatura de entrada del aire y de la temperatura de gases de entrada a la turbina de combustión.

Las turbinas de gas pueden ser de eje único o bien de eje partido. En el primer caso tanto el compresor como la turbina misma se encuentran sólidamente conectados con el eje común. En el caso de eje partido, el compresor está unido con el generador de gas o turbina de alta presión. Este eje se encuentra separado de la o las turbinas de potencia con eje separado que acciona al generador eléctrico.

Por lo general las turbinas de eje común corresponden a las del tipo HD y las de eje partido a las AD.

Las turbinas de menores tamaños, por razones de eficiencia deben mantener una elevada velocidad en el eje, lo cual obliga a la instalación de grupos reductores de velocidad entre la turbina y el generador eléctrico.

4.2.4 Ciclo Cerrado (Gases)

El fluido de trabajo opera en un ciclo cerrado, existiendo dos circuitos secundarios, uno que hará de foco caliente y otro de foco frío. En teoría estas turbinas operan recirculando los gases y utilizando regeneradores de calor y enfriadores del fluido de trabajo.

4.2.5 Disponibilidad en el Mercado

Comercialmente predominan las turbinas a gas tanto Aeroderivadas como Heavy Duty, pero de diseño abierto. Las turbinas de diseño cerrado, no se encuentran disponibles en el mercado. Se encuentran en el mercado turbinas de diseño abierto con regenerador e interenfriador, con potencias de hasta 100 MW y con altos rendimientos.

4.2.6 Rendimiento

Una turbina de gas simple está compuesta de tres secciones principales: un compresor, un quemador y una turbina de potencia. Las turbinas de gas operan en base en el principio del ciclo Brayton, en donde aire comprimido es mezclado con combustible y quemado bajo condiciones de presión constante. El gas caliente producido por la combustión se le permite expandirse a través de la turbina y hacerla girar para llevar a cabo trabajo. En una turbina de gas con una eficiencia del 33%, aproximadamente 2/3 del trabajo producido se usa

comprimiendo el aire. El otro 1/3 está disponible para generar electricidad, impulsar un dispositivo mecánico, etc.

A mayor tamaño de la turbina de gas, la eficiencia aumenta. En la medida que la eficiencia eléctrica aumenta, la cantidad total de energía térmica disponible disminuye por unidad de potencia y la relación potencia/calor (Heat Rate⁴) aumenta, como se muestra en la siguiente figura:

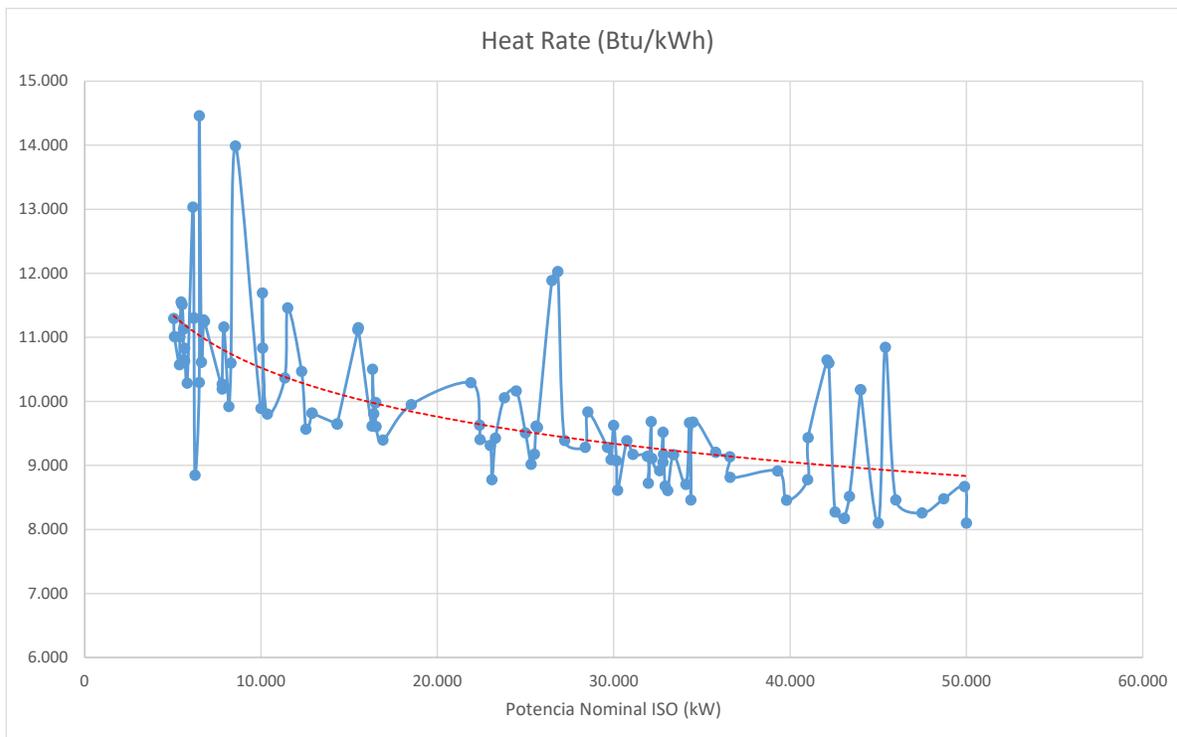


Figura N° 4.3 Heat Rate Turbinas Gas Ciclo Simple o Abierto (Btu/kWh)

Las condiciones ambientales bajo las cuales opera la turbina a gas tienen un efecto notable sobre la potencia y la eficiencia. A temperatura ambiente elevada, la potencia y eficiencia disminuyen. La potencia disminuye debido a la disminución del flujo másico de aire (la densidad del aire disminuye a medida que la temperatura aumenta) y la eficiencia disminuye debido a que el compresor requiere mayor potencia para comprimir el aire a mayor temperatura. Inversamente, la potencia y la eficiencia aumentan cuando la temperatura disminuye.

⁴ Poder calorífico inferior del gas natural

4.3 MOTORES GENERADORES

4.3.1 Características Generales GMG

Los Grupos Motor Generador (GMG) son los más utilizados entre los motores térmicos para la transformación de la energía química de los combustibles en trabajo mecánico, pues tienen una gran versatilidad, ya que con un diseño adecuado pueden utilizar todo tipo de combustibles líquidos y gaseosos.

Los motores generadores son muy adecuados para su uso en centros de generación distribuida, en especial en el rango entre 1 MW a 5 MW. Dentro de este rango por lo general las unidades son prefabricadas y paquetizadas y requieren menores recursos de ingeniería para su instalación y puesta en marcha.

Históricamente los motores generadores han sido utilizados como respaldo y aplicaciones de emergencia, y en aplicaciones de potencia de punta. También se utilizan para operación intermedia (Potencia Prime según se verá en el siguiente numeral) y en carga base (Potencia Continua) y en aplicaciones de cogeneración.

Se caracterizan por un rango de aplicación, en cuanto a potencia eléctrica, desde potencias de unos 5 kWe hasta unos 15.000 kWe, aunque para aplicaciones entre los 8.000 – 10.000 kWe se prefiere el uso de otros sistemas, principalmente turbinas a gas. Existen algunas aplicaciones de hasta 30.000 kWe.

Los MG tienen a su favor el elevado rendimiento eléctrico, un buen comportamiento a carga parcial y operación intermitente. Su mayor inconveniente para centrales de operación a carga base, es la dificultad del aprovechamiento de su energía residual, muy repartida, en agua de refrigeración, aceite, gases de escape y energía de nivel térmico bajo. Este inconveniente no es considerado de importancia para las centrales de potencia de punta, como las del presente estudio.

Esta tecnología presenta una serie de ventajas que la hace muy competitiva con respecto a otros sistemas, siendo las principales las siguientes:

- Es una tecnología muy probada y fiable
- Tiene una eficiencia eléctrica alta
- Los costos de inversión son relativamente bajos

Los MG también se clasifican por su velocidad (rpm) como de alta velocidad (1.000 – 3.600 rpm), de media velocidad (275 – 1.000 rpm) con el mayor costo de capital, pero también con más eficiencia y de baja velocidad (58 - 275 rpm). En los MG se utiliza todo tipo de combustible líquido y gaseoso, en los motores alternativos se han utilizado los siguientes tipos de gas: biogás, diésel, gas natural, gas de coque, etc. De todos, el más utilizado por su disponibilidad es el diésel.

Los MG tienen eficiencias en el rango de 25 a 45 % (basados en PCI⁵). En general, los motores diésel son más eficientes que los motores de encendidos por chispa (MEP) debido a la alta relación de compresión. Sin embargo, la eficiencia de los grandes MEP casi iguala la de los motores diésel para tamaños equivalentes.

4.3.2 Definición de Clases de Potencia para Grupos Motor-Generador (Norma ISO 8528-1)

Según la Norma ISO, existen categorías de grupos MG, dependiendo de la utilización esperada de estos grupos generadores.

4.3.2.1 Potencia Límite-Tiempo de Funcionamiento o Standby

La potencia límite – tiempo de funcionamiento o standby es la máxima potencia del sistema de generación que es capaz de entregar durante un período de 500 horas por año o para un máximo de 300 horas en forma continua, entre intervalos de mantención indicados y sobre las condiciones ambientales establecidas.

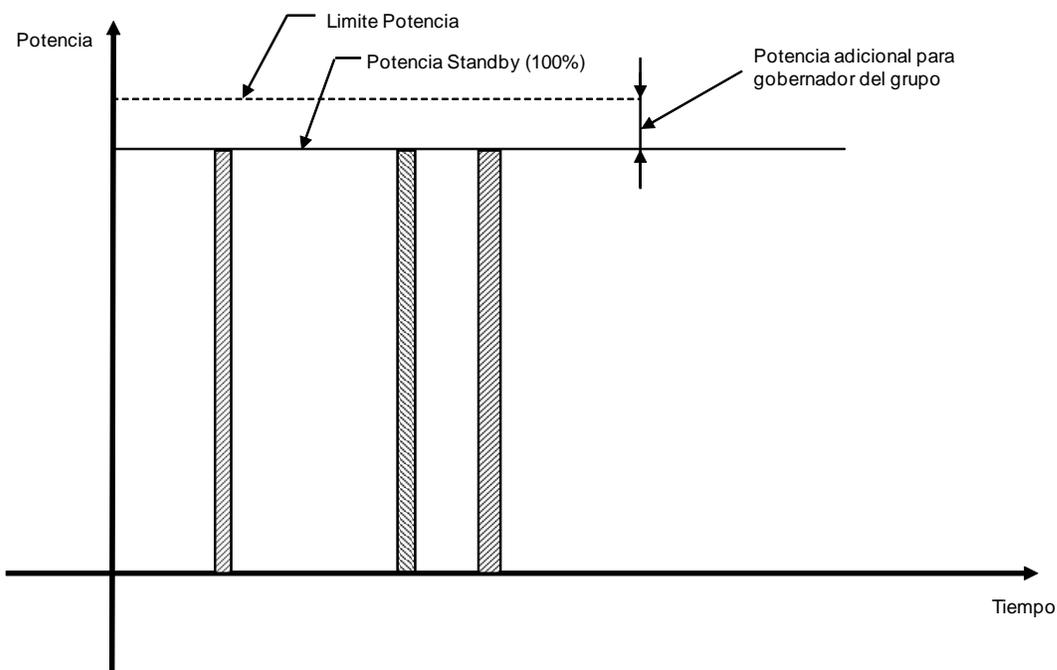


Figura N° 4.4 Potencia Límite – tiempo de funcionamiento o Standby

⁵ Poder Calorífico Inferior

4.3.2.2 Potencia Prime

Potencia prime es la potencia máxima disponible durante una secuencia de potencias variables, la cual puede estar funcionando por un número ilimitado de horas al año, entre intervalos de mantenimiento y sobre las condiciones ambientales establecidas.

La potencia promedio permitida (P_{pp}) (ver figura N° 4.2) durante un período de 24 horas, no puede exceder un porcentaje de la potencia prime indicado por el fabricante del motor de combustión interna recíproca (RIC). Al determinar la potencia promedio real (P_{pa}), potencias de menos del 30% de la potencia prime serán consideradas como 30% y los tiempos de parada no serán contabilizados.

La potencia promedio real, P_{pa} será calculada como sigue:

$$P_{pa} = \frac{P_1 t_1 + P_2 t_2 + P_3 t_3 + \dots + P_n t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}$$

$$P_{pa} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i t_i}{\sum_{i=1}^n t_i}$$

Donde P_1, P_2, \dots, P_i es la potencia variable y t_1, t_2, \dots, t_i es cada uno de los períodos dentro de las 24 hrs.

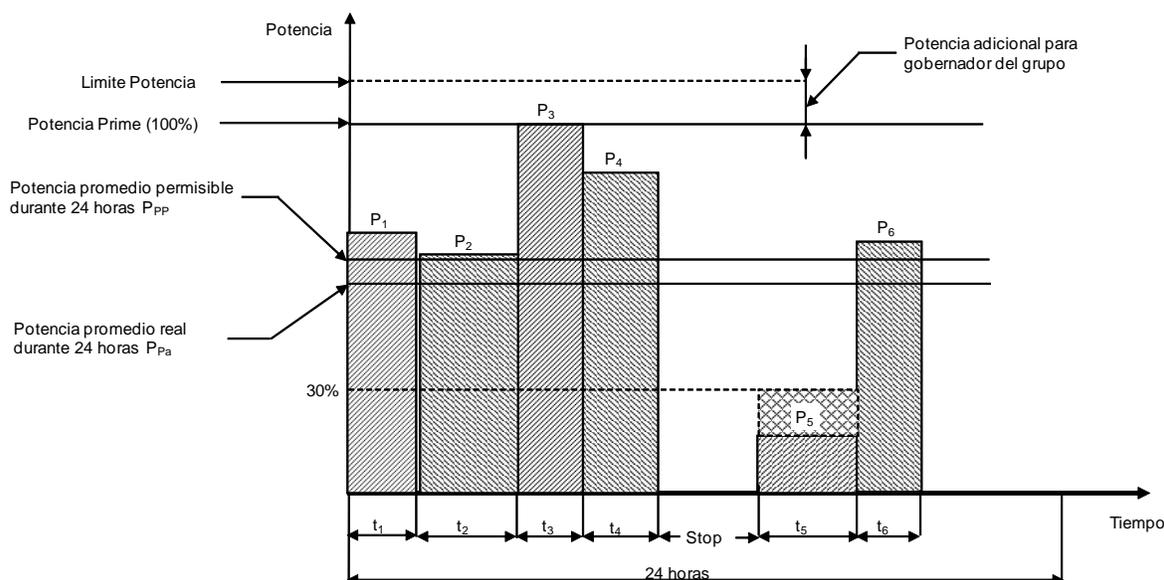


Figura N° 4.5 Potencia prime

4.3.2.3 Potencia Continua

Potencia continua es la que un sistema de generación puede entregar continuamente, para un número ilimitado de horas por año entre los intervalos de mantenimiento indicados y bajo condiciones de ambiente establecidas. El mantenimiento es realizado según lo indicado por el fabricante.

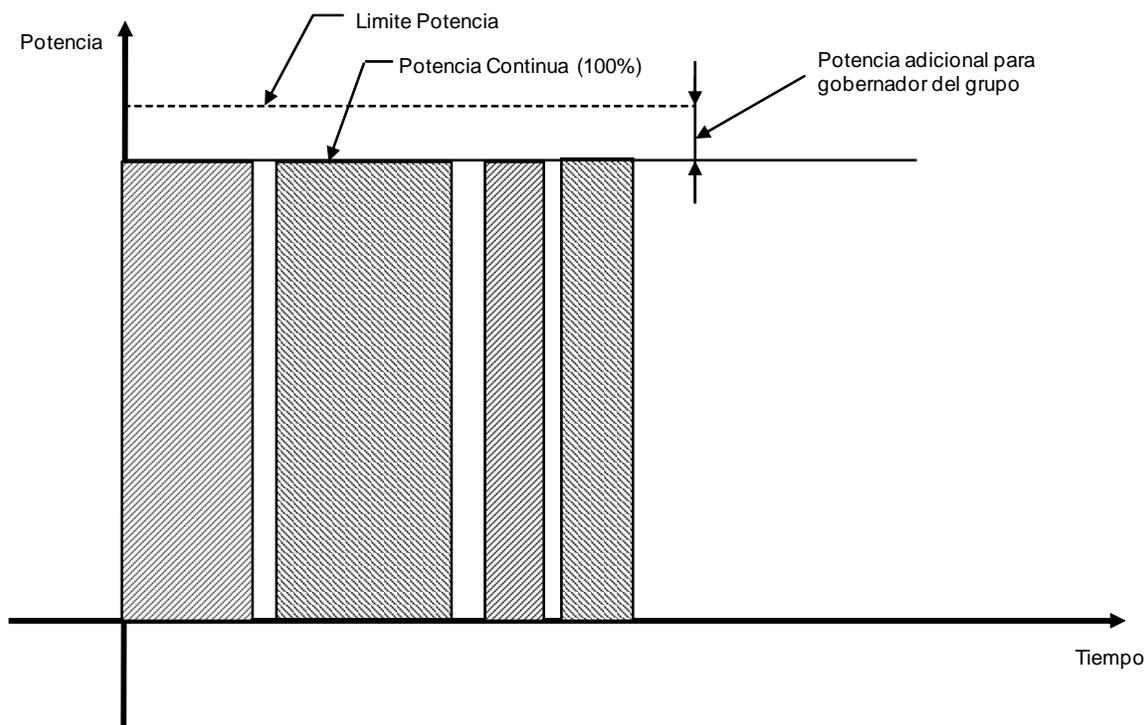


Figura N° 4.6 Potencia continua

4.4 CENTRALES RENOVABLES CON CAPACIDAD DE REGULACIÓN O ALMACENAMIENTO

Los aspectos generales que permiten clasificar a las centrales renovables con capacidad de regulación o almacenamiento son los siguientes:

- Central cuyo insumo primario de generación esté comprendido entre los definidos para los medios de generación no convencionales en los términos establecidos en el literal aa) del Artículo 225° de la LGSE
- El insumo primario de generación debe tener costo variable combustible igual a cero
- Deben disponer de alguna tecnología⁶ que les permita gestionar temporalmente su energético primario, o la energía eléctrica que producen, para su posterior uso en la generación de energía eléctrica

4.4.1 Centrales Renovables con Capacidad de Regulación

Almacenan energía mediante la acumulación de su recurso energético primario, en forma de energía mecánica, térmica, etc. previo a su transformación en energía eléctrica, para su posterior inyección al sistema eléctrico.

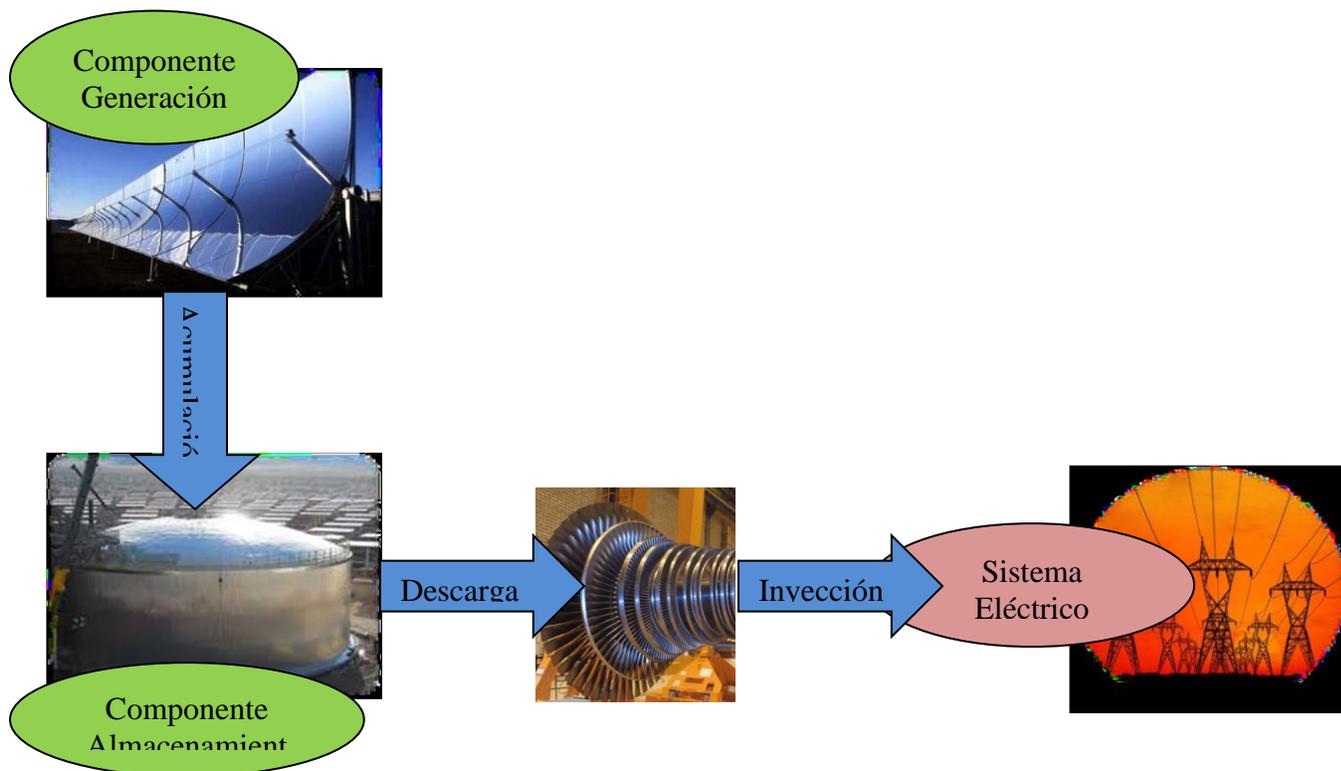


Figura N° 4.7 Diagrama Central renovable con capacidad de regulación

⁶ Embalse de agua, sistema almacenamiento térmico, gestión fluido geotérmico, sistema de almacenamiento mediante baterías.

Para el desarrollo del presente Informe se analizarán los siguientes tipos de centrales:

- **Central Hidráulica con capacidad de regulación (Embalse)**
- **Central de Concentración de Potencia (CSP) o Central Termosolar con acumulación de sales fundidas**
- **Central Geotérmica con gestión del fluido geotérmico**

Una breve descripción técnica de cada uno de los tipos de centrales renovables con capacidad de regulación se realiza a continuación:

4.4.2 Central Hidráulica con capacidad de regulación (Embalse)

La hidroelectricidad con regulación (centrales de embalse o de bombeo) es de respuesta muy rápida y flexible, por lo que son un complemento ideal para energías variables como la solar fotovoltaica o eólica, permitiendo una mayor incorporación de estas fuentes a la red y otorgando seguridad al suministro.

Las centrales hidroeléctricas de embalse tradicionalmente han sido consideradas fuentes de energía renovable que permiten otorgar firmeza al sistema mediante la acumulación de agua que puede ser utilizada en escala de semanas, meses y años de manera costo efectivo. Desafíos sociales, ambientales y económicos han dificultado su desarrollo durante los últimos años. En Chile, se ha tenido la intención de desarrollar embalses multipropósito cuya función primaria es aumentar la capacidad de riesgo de una determinada zona y, adicionalmente, cuenten con la capacidad de generar electricidad.

Las centrales hidroeléctricas de embalse son aquellas que consideran el aprovechamiento del recurso hídrico mediante su embalsamiento por medio de una presa, almacenando el recurso con un cierto nivel de energía potencial, el cual luego es utilizado para hacer girar una turbina hidráulica acoplada a un generador y así producir energía eléctrica.

Los proyectos hidroeléctricos de embalse son muy disímiles entre sí, y dependen fundamentalmente de las condiciones hidrológicas, geológicas y constructivas de cada sitio. Es así que, para el desarrollo de centrales hidroeléctricas de embalse son necesarios estudios técnicos detallados que implican un levantamiento de información relevante, simulación de potencial y medidas en terreno.

Se considera entonces que la totalidad de las obras civil-hidráulicas deben tener las características más adecuadas a las condiciones geotécnicas del emplazamiento de la respectiva obra, en especial la presa, los túneles y la caverna o casa de máquinas. Además, los criterios de diseño deben considerar exigencias ambientales, tales como el caudal ecológico del recurso hídrico.

Dentro de las partidas de costos definidas para esta tecnología se encuentran las componentes que forman parte de la casa o caverna de máquinas hidráulicas, esto es: turbina hidroeléctrica con sistema de regulación de velocidad, puente grúa y equipos de izaje, sistema de lubricación, sistema de ventilación y refrigeración, sistema contra incendio, válvulas (protección, descarga, aislación), compuerta de evacuación descarga, sistema de vaciado y drenaje, entre otros. Tienen particular relevancia también los costos de obras civiles asociados a la casa de máquinas y el montaje del equipamiento hidromecánico.

Se considera, en general, un embalse y posterior aprovechamiento del recurso hídrico por medio de una presa, bocatoma, conducción en túnel, chimenea de equilibrio, túnel de presión, casa de máquinas en caverna, cavernas de válvulas y compuertas, obras de descarga

en túnel y canal final. La presa puede ser de hormigón o estructura gravitacional. Las obras de la zona de caída incluyen la chimenea de equilibrio, el pique en presión, la caverna de válvulas, las tuberías de presión y finalmente la caverna o casa de máquinas.

Las aguas así conducidas por las tuberías de presión a la caverna de máquinas mueven las turbinas hidráulicas acopladas a los generadores eléctricos, para escurrir posteriormente hacia el túnel de evacuación, el que conecta con el canal de evacuación que devuelve finalmente el agua al río. La descarga de las turbinas en su sección inicial depende del tipo de turbina hidráulica (Francis, Pelton, Kaplan, etc.), la cual se conecta con el túnel de evacuación.

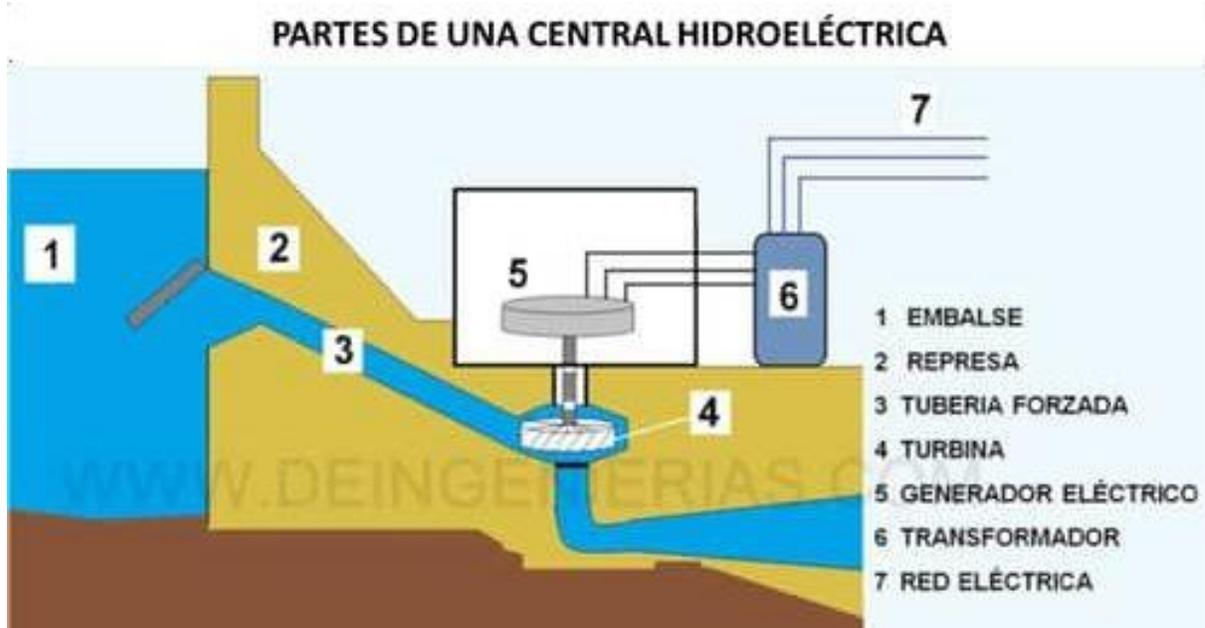


Figura N° 4.8 Diagrama Central Hidráulica de Regulación (Embalse)

4.4.3 Central de Concentración de Potencia (CSP) o Central Termosolar con acumulación de sales fundidas

Se realiza una breve descripción técnica de una central termosolar, la cual está constituida principalmente por las instalaciones siguientes:

- Espejos (heliostatos)
- Torre y receptor solar
- Sistema de generación de vapor
- Turbina de vapor/generador eléctrico
- Sistema de Almacenamiento térmico

Campo de heliostatos: El campo solar está formado por heliostatos distribuidos alrededor de una torre central, formando un campo circular. El elemento reflector del heliostato es un espejo de vidrio delgado de bajo contenido en hierro, compuesto por varias facetas, las cuales, a su vez, contienen celosías, espejo, soportes y tornillería.

La estructura sobre la que descansan los espejos esta soportada por un pedestal, el cual está provisto de un mecanismo que permite el seguimiento en dos ejes, azimut y elevación. El movimiento es realizado mediante un motor hidráulico que recibe la señal de control desde el ordenador central el cual provee de un preciso apunte a la superficie reflectora.

Torre Solar: Al centro del campo solar, se ubicará la torre, la cual tiene como función principal apoyar al receptor solar y albergar sus tuberías de interconexiones e instrumentación asociada. La torre, se encuentra dividida en dos partes: la parte inferior es de hormigón, mientras que en la parte superior se ubica el receptor. La torre tiene forma cilíndrica.

Receptor solar: El receptor solar, ubicado en la parte superior de la torre, es un cilindro intercambiador consistente en paneles tubulares que convierten la energía solar en energía térmica mediante el calentamiento de sal fundida desde los 300°C a 550°C (aproximadamente).

El receptor solar, es el elemento donde se produce la absorción de la radiación solar concentrada por el campo heliostatos. Este equipo, ubicado en la parte superior de la torre solar, es capaz de aprovechar la radiación solar concentrada, acumulando la energía necesaria para producir el vapor de agua a través de un intercambiador

Sistema de generación de vapor: El generador de vapor convierte la energía térmica de la sal en vapor recalentado, adecuado para uso en la turbina-generador. El generador de vapor también produce vapor para el sellado de eje de la turbina durante períodos de no funcionamiento y durante la noche. Los componentes del sistema primario incluyen lo siguiente:

- Sobrecalentador.
- Recalentador.
- Evaporador.
- Precalentador.
- Bomba de circulación del generador de vapor.
- Bomba de atemperación del generador de vapor.
- Bomba de recirculación del evaporador.
- Tambor de vapor.
- Bomba de recirculación del precalentador.
- Bomba de agua de alimentación inicial.
- Calentador eléctrico de agua de alimentación.

Turbina de vapor/generador: La turbina de vapor es de doble cuerpo. El cuerpo de alta presión es de contrapresión y el cuerpo de baja presión es de condensación. Es apto para trabajar con vapor sobrecalentado y recalentado en las distintas condiciones de operación previstas.

El tren de generación está formado además por las turbinas de alta y baja presión por un generador eléctrico y demás auxiliares para su correcto funcionamiento. La turbina cuenta con distintas extracciones, así como la entrada de recalentado en el cuerpo de alta presión.

Sistema de almacenamiento térmico: Consiste en unos tanques cilíndricos de acero, que contienen sales fundidas de alto calor específico al que se transfiere la energía calorífica excedente del receptor solar, que no va directamente a la generación de vapor para la turbina, se completa con equipos de intercambio de energía, tuberías y bombas, necesarias para la circulación y uso en los momentos, caudales y condiciones de presión y temperatura requeridas.

Estos tanques almacenan sales a alta temperatura para ser usadas en el generador de vapor, y almacenan sales a baja temperatura provenientes desde el generador de vapor, para ser llevadas nuevamente hacia el receptor, teniendo capacidad de almacenar energía para disponer de vapor en la turbina, generando energía eléctrica durante 24 horas a plena carga.

Los componentes del sistema de almacenamiento térmico incluyen los siguientes:

- Tanque de almacenamiento de sales frías. El tanque almacena sales frías desde el generador de vapor, y suministra sales frías al receptor.
- Tanque de almacenamiento de sales calientes. El tanque almacena sales calientes desde el receptor, y suministra sales calientes al generador de vapor.
- Calentador eléctrico del tanque frío.
- Calentador eléctrico y bomba de recirculación del tanque caliente.

Los depósitos tienen bombas en la parte superior para mover la sal fundida de una a otra. Algunos calentadores tienen aislamiento para mantener las sales fundidas y una cimentación especial para evitar las pérdidas de calor

Aerocondensador: El aerocondensador se diseña para condensar el flujo total de escape de la turbina de vapor en todos los modos de operación (carga parcial, total y bypass). Este equipo permite la doble función de mantener el vacío en la salida de la turbina de vapor y condensar el vapor de escape de la salida. Se diseña para admitir el vapor de salida de la turbina de vapor en todas las condiciones posibles de presión y temperatura, además de los márgenes de diseño indicados en los códigos de diseño aplicables. El caudal de aire necesario para condensar el vapor de salida de la turbina se garantiza mediante la circulación forzada con ventiladores accionados eléctricamente. El aerocondensador incluye un sistema de evacuación del vapor, el cual está compuesto por las bombas de vacío, bombas en operación durante el arranque de la planta y durante la operación normal de la planta. El aerocondensador de tiro natural está diseñado para una operación continua a una presión baja de descarga de la turbina de vapor (mbar). Esta presión de operación tan baja se alcanza durante la operación a carga parcial y a una temperatura ambiente baja

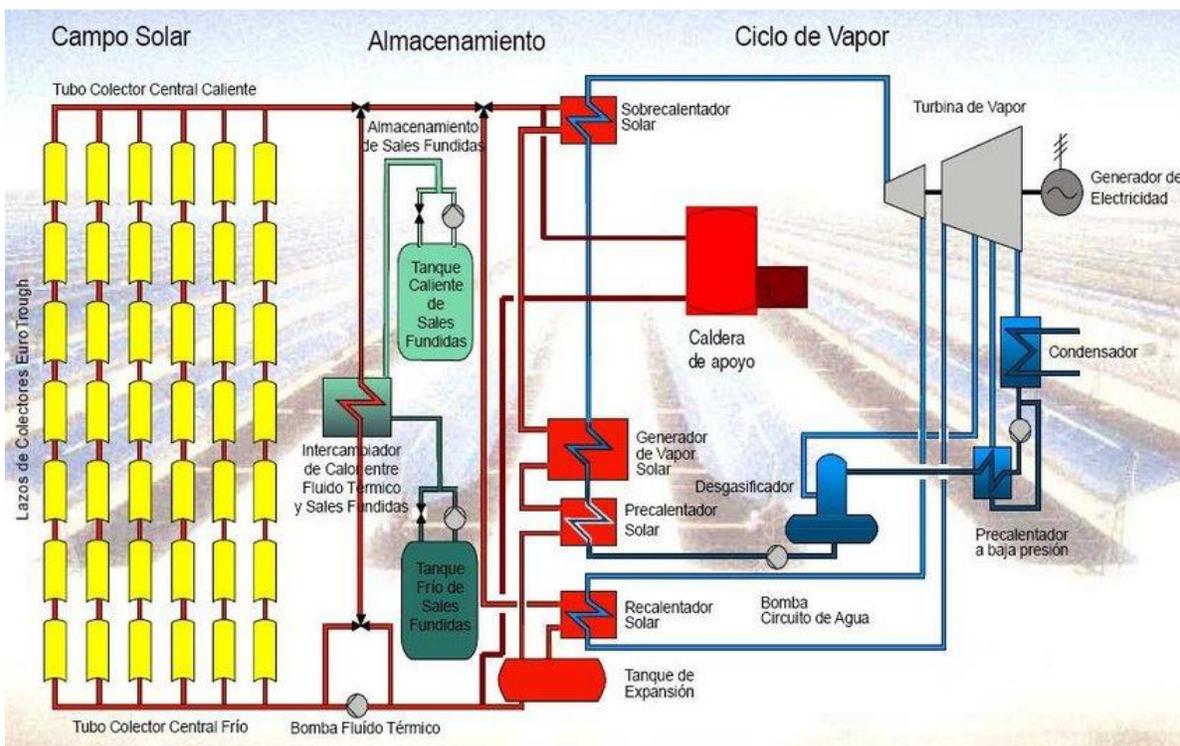


Figura N° 4.9 Esquema Planta Termosolar

4.4.4 Central Geotérmica con gestión del fluido geotérmico

La energía geotérmica es una fuente de energía renovable que utiliza el calor de las profundidades de la tierra para generar energía. Las plantas geotérmicas requieren altas temperaturas (150°C a 370°C) proveniente de recursos hidrotérmicos (vapor y agua). Las centrales geotérmicas, al no ser afectadas por variaciones climáticas, producen energía constante con un factor de planta entre el 60% y 90%.

Las centrales geotérmicas se clasifican en dos tipos:

Planta de generación a condensación o vapor flash

El fluido geotérmico que alimenta la planta a condensación se compone esencialmente por vapor con un contenido mínimo de gases incondensables.

El vapor que llega a la central a través de vaporductos, será inyectado en un separador primario de tipo ciclón e inmediatamente en un separador secundario (separador de humedad), equipado con demister, que permiten eliminar una eventual condensación de agua antes que el vapor sea conducido a la turbina. La posible condensación es separada del vapor y luego enviada al proceso de reinyección.

La expansión que se efectúa en la turbina permite transformar en una primera fase en energía mecánica, y en una segunda fase en energía eléctrica una parte del contenido energético del vapor de entrada. La energía eléctrica producida, será sucesivamente transformada según las condiciones de tensión pronosticadas para luego poder ser inyectada en la red de transmisión eléctrica.

El vapor que sale de la turbina se envía al condensador, donde se coloca en contacto directo con un caudal de agua fría mucho mayor (aproximadamente 12.800 t/h) para permitir la condensación rápida de gran parte del vapor residual. Sólo una parte despreciable de este fluido (correspondiente a las condiciones de equilibrio líquido-vapor según las condiciones de presión y temperatura del condensador) sobresale de la cima del condensador junto con los gases incondensables. En tanto, la mayor parte del vapor, ya condensado, se envía a la torre de enfriamiento junto con el gran caudal de agua de condensación circulante.

El condensador tiene una presión absoluta operativa de aproximadamente 70 mbar, por ende, opera en condiciones de vacío perceptibles.

Para poder enviar el fluido saliente desde el condensador hasta la torre de enfriamiento, se utilizan dos bombas centrífugas que funcionan en paralelo (de extracción del condensado).

El fluido penetra en la parte superior de la torre a una temperatura de aproximadamente 35 °C y se pone en contacto con la corriente de aire que circula desde la cima hasta el fondo de la torre. El contacto entre los dos fluidos en contracorriente permite que el vapor pase de su

fase líquida a la fase gaseosa, con un consecuente enfriamiento del agua, que es acumulada en una piscina ubicada en la base de la torre refrigeradora, quedando con una temperatura de aproximadamente 25 °C. El fluido en su fase fría que sale de esta piscina se envía nuevamente al condensador.

El fluido originado de la condensación del vapor geotérmico, una vez aprovechado en las turbinas de la planta, en parte se evapora en las torres de enfriamiento, siendo este valor aproximado a un 80%, que corresponde a 280 t/h. El 20 % restante, equivalente a 70 t/h, es enviado a los pozos de reinyección.

Por su parte, la fase líquida del fluido geotérmico desde los separadores ciclónicos a presión es enviada a la planta de generación binaria mediante un bifaseducto.

En la Figura N° 4.10 se presenta un diagrama de flujo simplificado de la planta a condensación

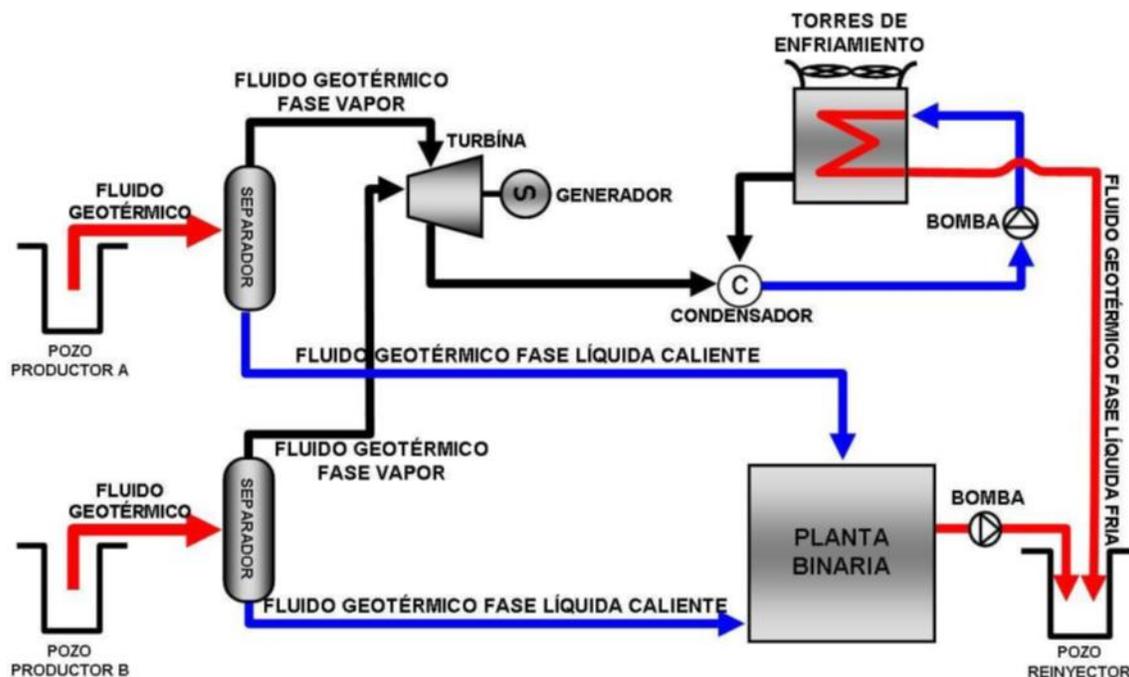


Figura N° 4.10 Diagrama de flujo simplificado de la central geotérmica a condensación

Planta de generación binaria

Constituye un sistema independiente de generación, cuya función es optimizar el uso de la energía térmica presente en los fluidos geotérmicos.

Esta planta está conformada principalmente por un intercambiador de calor para transferir la energía térmica de la parte líquida del fluido geotérmico a un fluido orgánico de baja temperatura de ebullición, como el isobutano o isopentano, de manera que este hierve y se evapora. El vapor fluye a la turbina donde se expande y ocurre la transformación de la

energía térmica en energía mecánica. Finalmente se transmite el movimiento mecánico a un generador, que transforma la energía mecánica en electricidad. El vapor que sale de la turbina es recuperado y enviado a un condensador donde es enfriado mediante un sistema de enfriamiento con aire hasta condensarlo. El líquido de trabajo condensado fluye de nuevo a la bomba completando el ciclo termodinámico. El fluido geotérmico que sale del intercambiador se envía a los pozos para su reinyección total

En la Figura N° 4.11 se presenta un diagrama de flujo simplificado de la planta binaria

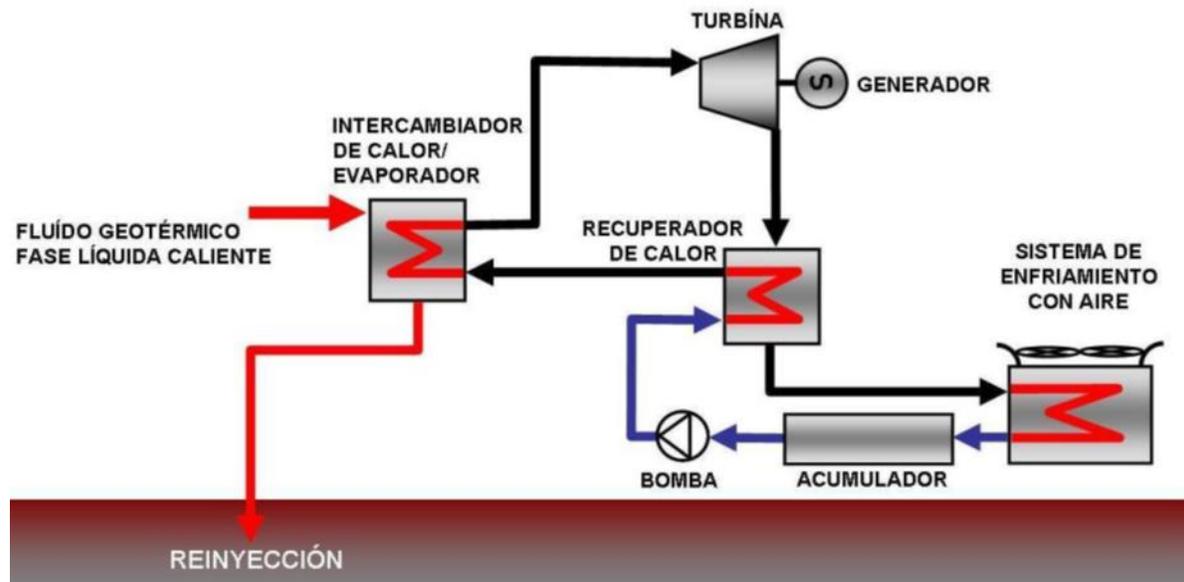


Figura N° 4.11 Diagrama de flujo simplificado de la central geotérmica binaria

A continuación, se describen los principales componentes de la planta binaria:

- a) **Intercambiador de calor y evaporador:** Es un equipo de acero en donde el fluido geotérmico transfiere, sin contacto alguno, su energía térmica al fluido orgánico, que se calienta y evapora.
- b) **Casa de máquinas.** Incluyen el sistema de generación (turbina y generador), el sistema de control y el de seguridad.
- c) **Recuperadores:** Son intercambiadores de calor de acero, en donde el fluido orgánico, en fase de vapor, que sale de la turbina transfiere su energía térmica al fluido orgánico en fase líquida y frío que sale de las torres de enfriamiento.

- d) Sistema de enfriamiento con aire.** El fluido orgánico se condensa y se enfría a través de un sistema a aire donde un número adecuado de ventiladores garantizan el suficiente flujo de aire hacia los tubos en los cuales se transporta el fluido orgánico. Esta estructura es principalmente de acero.
- e) Acumulador:** Es un estanque de almacenamiento de fluido orgánico, que es una parte integrante del circuito. El volumen total de fluido orgánico es aproximadamente de 300 m³ en fase líquida.

4.4.5 Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento

Almacenan energía mediante la transformación de la energía eléctrica que producen en energía mecánica, térmica, química, entre otras.

Punto de conexión al sistema eléctrico de la central y su componente de almacenamiento debe ser el mismo.

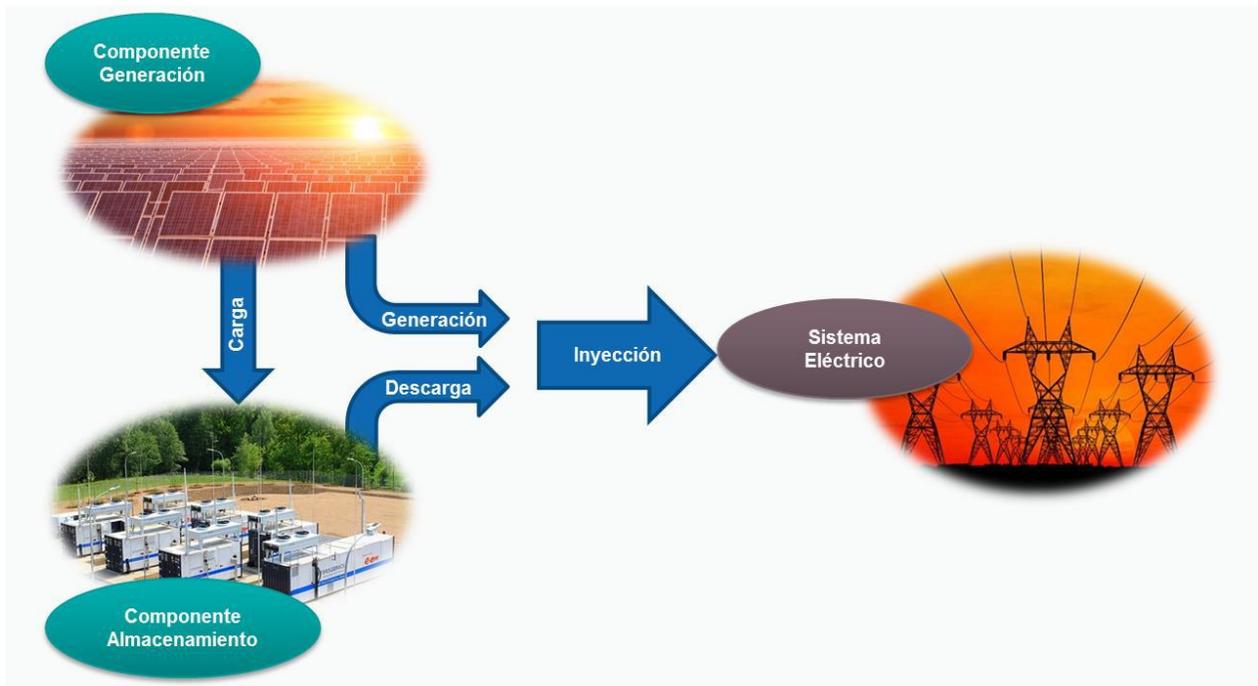


Figura N° 4.12 Diagrama Central renovable con capacidad de almacenamiento

Para el desarrollo del presente Informe se analizarán los siguientes tipos de centrales renovables con capacidad de almacenamiento:

- Central Fotovoltaica + Banco de Baterías
- Central Eólica + Banco de Baterías
- Central Hidráulica de pasada + Banco de Baterías

4.4.6 Central Fotovoltaica + Banco de Baterías

Una central fotovoltaica con capacidad de almacenamiento mediante banco de baterías resulta adecuada para permitir entregar energía y potencia eléctrica al sistema eléctrico correspondiente, durante algunas horas del día como puede ser las horas de demanda máxima de tal manera de proveer potencia de punta, flexibilidad o servicios complementarios.

Una breve descripción técnica de una central fotovoltaica más un sistema de baterías se realiza a continuación:

Central Fotovoltaica

La energía solar es una energía renovable que utiliza la radiación electromagnética proveniente del sol. La cantidad de energía solar que incide por unidad de área y tiempo (kWh / m² al día) corresponde al principal criterio para seleccionar el lugar de ubicación de una planta solar.

Los módulos fotovoltaicos tienen como objetivo absorber la energía proveniente del sol y transformarla en energía eléctrica; proceso realizado a través de las celdas o células fotovoltaicas, las que se disponen en serie o paralelo, a lo largo de éste. Estos módulos están formados por un cristal o lámina transparente superior que les protege de la intemperie y bajo ésta, se encuentran encapsulados el sustrato conversor de material semiconductor y sus conexiones eléctricas.

Si bien existen diversos tipos de módulos fotovoltaicos, en aplicaciones de centrales fotovoltaicas de potencia lo usual es utilizar módulos fotovoltaicos de silicio ya sea policristalinos o monocristalinos, siendo la tendencia en los últimos años privilegiar módulos monocristalinos. Por su parte, las potencias típicas de los módulos fotovoltaicos actualmente están en torno a los 400 Wp. También es preciso destacar en el último tiempo la utilización de módulos bifaciales.

Actualmente los módulos fotovoltaicos considerados en los proyectos en desarrollo tienen una potencia sobre los 340 [Wp] de potencia siendo usual encontrar módulos de alta eficiencia, con potencias sobre los 400 [Wp].

Un parque fotovoltaico típico está compuesto por los siguientes componentes

- Módulos fotovoltaicos
- Inversores de potencia
- Transformadores de media tensión
- Sistema de soporte y/o seguimiento
- Cajas de conexión
- Sistema monitorización

- Obras civiles
- Sistema Colector
- Subestación Eléctrica

Respecto a las estructuras de soporte lo más utilizado en las centrales en servicios y los proyectos en desarrollo dos corresponden a soportes fijos y a sistemas de seguimientos en un solo eje (HSAT)

Sistema de Baterías (BESS)

El almacenamiento por baterías o BESS (Battery Energy Storage Systems) es uno de los sistemas que posee la mayor flexibilidad en cuanto a la respuesta de carga y descarga, además de tener altos niveles de eficiencia. Estos corresponden a un conjunto de celdas conectadas en serie, paralelo, o ambas configuraciones a la vez. Las cuales tienen la capacidad de almacenar la energía en forma electroquímica.

Un Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías, denominado BESS (Battery Energy Storage Systems por sus siglas en inglés), consiste en sistemas de baterías modulares normalmente del tipo ion-litio, los cuales se almacenan en arreglos de cubos junto a cada inversor. El sistema de baterías se diseña para almacenar la totalidad de la energía generada por el parque fotovoltaico, por un período de horas según el tamaño del propio sistema de baterías, y cuenta además con equipos de ventilación y aire acondicionado, sistema contra incendios y equipos para comunicación y control.

El sistema BESS tiene por objeto permitir capacidad de regulación de la central fotovoltaica mediante el almacenamiento de energía a través de esta tecnología, entregando mayor estabilidad y confiabilidad a los sistemas de generación en base a energías renovables, para inyectarla al Sistema Eléctrico correspondiente cuando sea requerida. La conexión eléctrica de los cubos se realizará en serie y posteriormente se conectan a través de las alternativas siguientes:

- i) Un desconector a las barras de corriente continua antes de cada inversor de la central fotovoltaica; o
- ii) A través de un inversor a las barras de corriente alterna a una subestación de media tensión de la central fotovoltaica.

En los casos donde se considera un sistema BESS en conjunto con una planta fotovoltaica de generación típicamente se considera la configuración ii) dado que por la escala es más simple y económicamente conveniente centralizar la conexión en corriente alterna directamente a las celdas de media tensión del sistema colector.

Los sistemas BESS por lo general están compuestos por módulos contenerizados de distinta tipo en los cuales van alojadas las bate, los controladores, conversores de electrónica de

potencia, transformadores de potencia y celdas de media tensión. Estos contendores van instalados sobre fundaciones de concreto y losas rectangulares.

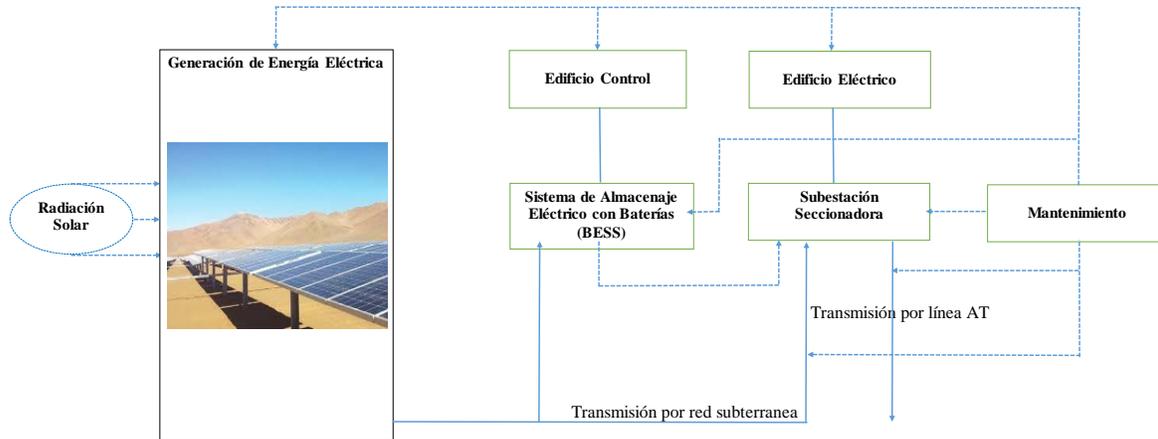


Figura N° 4.13 Esquema Central Fotovoltaica más Sistema de Almacenamiento (baterías)



Figura N° 4.14 Sistema de Almacenamiento mediante Baterías

4.4.7 Central Eólica + Sistema de Baterías

Una central eólica con capacidad de almacenamiento mediante banco de baterías resulta adecuada para permitir entregar energía y potencia eléctrica al sistema eléctrico correspondiente, durante algunas horas del día como puede ser las horas de demanda máxima de tal manera de proveer potencia de punta, flexibilidad o servicios complementarios.

Central Eólica

La energía eólica es una energía renovable que utiliza la fuerza del viento para generar electricidad. El principal medio para obtenerla son los aerogeneradores, correspondientes a “molinos de viento” de tamaño variable que transforman con sus aspas la energía cinética del viento en energía mecánica. La energía del viento puede obtenerse instalando los aerogeneradores tanto en suelo firme como en el suelo marino.

En la tierra el movimiento de las masas de aire se debe principalmente a la diferencia de presiones existentes en distintas ubicaciones geográficas moviéndose de lugares con alta a baja presión, los efectos locales pueden deberse además a brisas marinas que son debido a la diferencia de temperatura entre el mar y la tierra, o también debido a los vientos de montaña que se producen por el calentamiento de las montañas y esto afecta en la densidad del aire y hace que el viento suba por la ladera de la montaña o baje por esta dependiendo si es de noche o de día.

Para producir electricidad con una central eólica es necesario que el viento sople a una velocidad de entre 3 y 25 m/s. El viento hace girar las palas de un aerogenerador al incidir sobre ellas, convirtiendo así la energía cinética del viento en energía mecánica que se transmite al rotor. Es entonces cuando se puede transmitir al eje del generador eléctrico para producir energía eléctrica.

Los aerogeneradores están constituidos por rotor conformado por las aspas y el buje motriz y la góndola o nacela, la cual contiene típicamente el eje principal desde el buje, la caja multiplicadora de velocidad rotatoria la que conecta con el generador eléctrico, sincrónico o asincrónico.

En aerogeneradores actuales lo usual es que consideran un convertidor de electrónica de potencia el cual permite el funcionamiento a velocidad variable. El tren de potencia contiene además un freno mecánico ubicado en el lado del generador de la caja multiplicadora.

Además, dentro del aerogenerador, ya sea en la góndola o en la base de las torres típicamente está el transformador elevador a media tensión y elementos de protección asociados.

Las aspas y góndolas están construidas de fibra de vidrio y resina reforzada, mientras que la torre típicamente es de acero tubular, aunque existe la opción de torres de hormigón o híbridas.

El rotor está constituido por tres aspas aerodinámicas, las que transforman la energía cinética del viento y transmite su potencia al buje y al eje principal.

El buje soporta a las tres aspas y contiene los descansos y cilindros hidráulicos o motores eléctricos del control del paso de las aspas.

Hoy en día es frecuente encontrar en Chile parques de aerogeneradores de tamaño sobre 4 MW hasta 5.6 MW en proyectos desarrollo o en construcción, existiendo algunos proyectos que consideran turbinas cercanas a los 6 MW.

La altura de buje en los proyectos en desarrollo hoy en día en Chile es sobre los 140 m.

Un parque eólico este compuesto por los siguientes elementos.

- Aerogeneradores
- Obras Civiles
 - Caminos Interiores
 - Plataformas de Montaje
 - Fundaciones Aerogeneradores.
- Sistema Colector
- Subestación Eléctrica
- Estación Meteorológica

Sistema de Baterías (BESS)

La descripción técnica de un sistema de almacenamiento por baterías (BESS) es similar al descrito en el numeral anterior, referido a la central solar fotovoltaica con almacenamiento mediante un sistema de baterías.

El sistema BESS inyecta a la o las barras de media tensión del parque (sistema colector) en media tensión del parque eólico. La siguiente figura muestra el esquema del sistema del almacenamiento en conjunto con un parque eólico

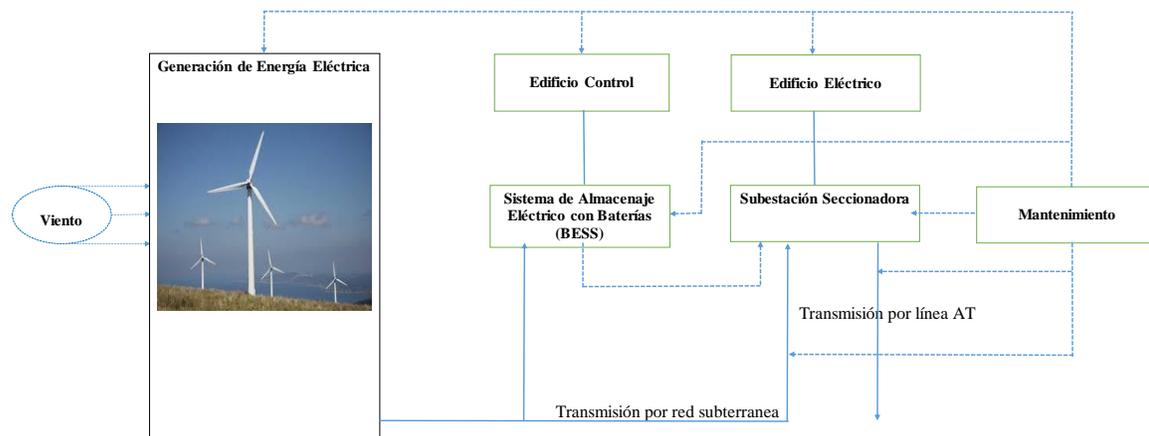


Figura N° 4.15 Esquema Central Eólica más Sistema de Almacenamiento (baterías)

4.4.8 Central Hidroeléctrica de pasada + Sistema de Baterías

Las centrales hidroeléctricas de pasada la energía se obtiene a partir de la transformación de la energía potencial y cinética del agua en energía eléctrica mediante el movimiento proporcionado a turbinas hidráulicas acopadas a generadores eléctricos.

Al igual que en los embalses, su instalación debe considerar factores como la disponibilidad de derechos de aprovechamiento de agua, impactos medioambientales, y condiciones geotécnicas e hidrológicas de la localización en particular. Lo anterior vuelve muy disímiles unos proyectos de otros.

Las centrales hidráulicas de pasada sólo desvían una porción del agua de los ríos o cauces naturales para accionar turbinas hidráulicas y generar energía eléctrica, devolviendo luego el caudal al río aguas abajo del punto de toma.

Dentro de las centrales hidráulicas de pasada existen algunas con capacidad de regulación, dado que poseen estanques capaces de acumular agua para el proceso de generación eléctrica, aunque en menor medida que los embalses (típicamente regulación de tipo intra-diario).

La casa de máquinas está compuesta por: turbina hidroeléctrica con sistema de regulación de velocidad, puente grúa y equipos de izaje, sistema de lubricación, sistema de ventilación y refrigeración, sistema contra incendio, válvulas (protección, descarga, aislación), compuerta de evacuación descarga, sistema de vaciado y drenaje, entre otros.

Lo anterior implica también particular relevancia de los costos de obras civiles asociados a la casa de máquinas y los del montaje del equipamiento hidromecánico. Cabe señalar que la

casa de máquinas de las centrales hidráulicas de pasada es típicamente exterior y no en caverna.

En general, el aprovechamiento del recurso hídrico es mediante captación por medio de bocatomas y conducción por medio de una aducción con canales o mixta (con canales, túneles gravitacionales y túneles en presión) e incluyen una chimenea de equilibrio o cámara de carga conectada con las tuberías o el pique en presión hasta los elementos de regulación hidráulica de las turbinas, las que están acopladas a los correspondientes generadores eléctricos.

En tanto, dependiendo del arrastre de materiales, sedimentación o turbiedad presente en el agua, el proyecto puede contemplar rejillas y desvíos, desripadores, desarenadores o lagunas de sedimentación, mientras que la descarga de las turbinas en su sección inicial dependerá del tipo de turbina hidráulica, la cual se conectará con un canal de descarga hasta el punto de devolución del recurso hídrico al cauce del río

Sistema de Baterías (BESS)

El sistema BESS en este caso tiene las mismas características que las indicadas en la sección 4.4.6

5

**DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN
Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD
DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM**

**CARACTERIZACIÓN ATRIBUTOS DE FLEXIBILIDAD DE
DISTINTAS TECNOLOGÍAS**

5 CARACTERÍSTICAS ATRIBUTOS DE FLEXIBILIDAD DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS

Las plantas generadoras convencionales son las que hoy en día proveen casi toda la flexibilidad necesaria en los sistemas eléctricos. Los atributos de flexibilidad de un generador convencional pueden incluir su tasa de toma de carga (rampa), mínimo tiempo con carga estable y tiempos mínimos de partida, parada, encendido, apagado. Tradicionalmente las turbinas a gas y centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación (embalses) han sido consideradas más flexibles que las centrales a carbón. Las centrales hidroeléctricas de pasada se consideran más bien inflexibles, mientras que para centrales de embalses sus características de flexibilidad pueden variar dependiendo del diseño y el tamaño del embalse, entre otros.

Respecto de cómo medir la flexibilidad, no hay una única perspectiva respecto de cómo hacerlo, sin embargo, actualmente es común emplear como indicadores la tasa de toma de carga (rampa), tiempo mínimo encendido/apagado, y tiempo de partida, todos ellos medidos en MW disponibles para subir o bajar la carga a través del tiempo.

Se analiza las capacidades técnicas de las distintas tecnologías que podrán proveer la potencia de punta en el Sistema Eléctrico Nacional, en particular para proveer flexibilidad a la operación del sistema.

Respecto de la flexibilidad operacional se realiza una breve descripción de a los menos los atributos siguientes:

- mínimos técnicos

De acuerdo con la normativa vigente, el mínimo técnico corresponde a la potencia activa bruta mínima, con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía a la red de forma continua.

- tiempos mínimos de encendido y apagado

El tiempo mínimo de encendido de partida corresponde al tiempo requerido para realizar el proceso de encendido de una unidad generadora desde que se la de la instrucción de partida. Por su parte, el tiempo de apagado corresponde al tiempo requerido para realizar el proceso de detención de la unidad generadora y en el caso particular de centrales térmicas la unidad generadora además de encontrarse completamente detenida debe estar sin ningún proceso térmico en funcionamiento

- capacidad de toma de carga de subida y bajada

La capacidad de toma de carga de subida y bajada corresponde a la tasa o gradiente con la cual una unidad de generación es capaz de aumentar o disminuir la potencia activa generada.

- tiempos mínimos de operación

Corresponde al tiempo mínimo de operación de la unidad generador antes de poder detenerse, una vez concluido un proceso de partida.

Centrales térmicas

Turbinas a gas

Turbinas a gas de ciclo abierto tienen un tiempo de partida de hasta 30 minutos aproximadamente; presentan por una parte una capacidad de toma de carga de entre 16% a 30% por minuto (en promedio 14%); un mínimo técnico en promedio equivalente a 10% de la potencia máxima para tamaños sobre 100 MW e inferior a 150 MW y un mínimo técnico en promedio equivalente a 25% de la potencia máxima para tamaños sobre 20 MW e igual o inferior a 50 MW.

Grupo motor – generador

Los grupos motor generador en ciclo abierto tienen un tiempo de partida típicamente del orden de los 10 minutos aproximadamente; una capacidad de toma de carga de entre 40 % a 100 % por minuto y un mínimo técnico en promedio equivalente a 10% de la potencia máxima.

Centrales Renovables con Capacidad de Regulación

Central Hidráulica de Embalse

Central Hidráulica con capacidad de Regulación (embalses) tienen un tiempo de partida de hasta 10 minutos aproximadamente hasta alcanzar el mínimo técnico; una capacidad de toma de carga mayor a 16% por minuto, (turbinas Francis) y mayor a 22% por minuto turbinas Pelton); y un mínimo técnico de 0% para turbinas del tipo Pelton y del orden del 20% para turbinas Francis. También un tiempo mínimo de operación de 0 minutos.

Central Termosolar con acumulación en Sales Fundidas o Concentración Solar de Potencia (CSP)

La Central Termosolar con acumulación en Sales Fundidas o Concentración Solar de Potencia (CSP) tienen un tiempo de partida típicamente del orden de los 40 minutos aproximadamente; una capacidad de toma de carga del orden del 10% y un mínimo técnico en promedio equivalente a 10% a 20% de la potencia máxima.

Central Geotérmica con gestión del fluido geotérmico

Para la Central Geotérmica con gestión del fluido geotérmico se ha tomado como modelo a la Central Cerro Pabellón. En este caso se tienen un tiempo de partida de 60 minutos, una capacidad de toma de carga del orden del 2 % y un mínimo técnico en promedio equivalente a al 20%.

Centrales Renovables con Capacidad o Sistemas de Almacenamiento

Para efectos de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento (solar, eólica e hidráulica de pasada), para efectos de proveer potencia de punta se considera los atributos de flexibilidad del sistema BESS dado que este elemento es el cual garantiza su presencia en la hora de punta.

Al ser un sistema de almacenamiento electroquímico no tiene mínimo técnico y su tiempo de respuesta es inferior a 1 seg, porque la toma de carga puede ser casi instantánea o bien controlable.

La tabla N° 5.1 siguiente se presenta una síntesis de algunos atributos que caracterizan la flexibilidad de cada una de las opciones tecnológicas evaluadas.

Tabla N° 5.1 ATRIBUTOS DE FLEXIBILIDAD DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS

Tipo de Tecnología	Tiempos mínimos de operación [mm]	Mínimo Técnico [% de Potencia Nominal]	Tiempo de Partida/Detención [hh:mm:ss]	Capacidad de Toma de Carga Subida/Bajada
Térmicas				
– Turbina a Gas en Ciclo Simple o Abierto ⁷⁸ (OCGT ⁹) <ul style="list-style-type: none"> • Tamaño > 100 MW • Tamaño > 20 ≤ 50 MW • Partida – Sincronización • Sincronización – Mínimo Técnico • Mínimo Técnico - Desconexión 	[00]	10% 25%	[00:15:00] [00:05:00] [00:01:30]	16% a 30% MW/min
– Grupo Motor – Generador (GMG) ⁴ <ul style="list-style-type: none"> • Partida – Sincronización • Sincronización – Mínimo Técnico • Mínimo Técnico - Desconexión 	[00]	10%	[00:05:00] [00:02:00] [00:02:00]	40% a 100% MW/min
Renovable con Capacidad de Regulación				
– Central Hidroeléctrica de Embalse ⁴ <ul style="list-style-type: none"> • Partida – Sincronización 	[00]	25% - 60%	[00:04:43]	Mayor a 16% MW/min

⁷ Información disponible en sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional. Parámetros Operacionales de Unidades Generadoras (<https://www.coordinador.cl/parametros-operacionales/documentos/>)

⁸ Mayor detalle respecto de esta tecnología se presentará en el Informe de Avance N°2

⁹ Open Cycle Gas Turbine

Tipo de Tecnología	Tiempos mínimos de operación [mm]	Mínimo Técnico [% de Potencia Nominal]	Tiempo de Partida/Detención [hh:mm:ss]	Capacidad de Toma de Carga Subida/Bajada
<ul style="list-style-type: none"> • Sincronización – Mínimo Técnico • Mínimo Técnico - Desconexión 			[00:03:00]	
– Concentración Solar de Potencia (CSP)	[10 – 15]	10% - 20%	[00:35:00] - [00:50:00]	10 % MW/min
– Central Geotérmica ⁴ <ul style="list-style-type: none"> • Partida desde estado frio¹⁰ • Partida desde estado caliente⁶ • Detención⁶ 	[00]	20%	[01:02:00] ¹¹ [00:42:00] ⁷ [00:15:00]	Subida: 2% MW/min Bajada: 4% MW/min
Renovable con Capacidad de Almacenamiento				
– Central Hibrida Solar Fotovoltaica + Banco de Baterías	N/A	N/A	Menor a [00:01:00]	N/A
– Central Hibrida Eólica + Banco de Baterías	N/A	N/A	Menor a [00:01:00]	N/A
– Central Hibrida Hidráulica de Pasada + Banco de Baterías	N/A	N/A	Menor a [00:01:00]	N/A

¹⁰ Información referida a la Central Cerro Pabellón

¹¹ valor hasta alcanzar el mínimo técnico

6

DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN
Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD
DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM

**CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA
SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA**

6 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA

En la Tabla N° 6.1 siguiente, se muestra un resumen de las características principales, de las distintas alternativas tecnológicas en estudio.

Estas alternativas tecnológicas analizadas corresponden a las centrales térmicas que para este caso corresponden a las turbinas a gas en ciclo simple o abierto y los grupos motor – generador en base a gas natural, petróleo diésel o mediante un sistema dual que puedan utilizar alternativamente uno u otro combustible.

Además, se analizaron las centrales renovables con capacidad de regulación que para este caso particular serían las centrales hidráulicas con capacidad de regulación (embalses), centrales geotérmicas con gestión del flujo geotérmico y las centrales termosolares con acumulación de sales fundidas o concentración solar de potencia (CSP).

Por último, se analizaron las centrales renovables con capacidad de almacenamiento que para este caso particular serían las centrales fotovoltaicas con sistema de baterías y centrales eólicas con sistemas de baterías.

De la tabla N° 6.1 que se muestra más adelante es posible destacar lo siguiente:

- Compatible con los tamaños de potencia requeridos de la Unidad de Punta para el SEN (70 MW, 150 MW y 300 MW) es posible establecer que tanto las turbinas a gas, centrales renovables con capacidad de regulación y centrales renovables con capacidad de Almacenamiento cumple con el criterio antes indicado
- Por su parte, para los Sistemas Medianos (SSMM) donde los tamaños de la potencia requerida están en el rango de 0,3 MW a 15 MW, tanto las turbinas a gas y los grupos motor – generador pueden ser utilizados como Unidad de Punta. Adicionalmente, se podría analizar la tecnología de centrales renovables con capacidad de almacenamiento, como es el caso de un parque eólico con almacenamiento mediante un sistema de baterías.
- Respecto del tipo de combustible, en el SEN para el caso de las unidades generadoras térmicas resulta más adecuado el uso/disponibilidad de petróleo diésel en comparación del gas natural, dado que para este último tipo de combustible se debe disponer de la infraestructura de transporte como sería gasoductos o gasoducto virtual (GNL). Por su parte, en los SSMM de Magallanes resulta más adecuado el uso de gas natural para las localidades de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir dado por la disponibilidad e infraestructura existente para este tipo de combustible. En el caso de los demás SSMM de Aysén y Puerto Williams en la Región de Magallanes solo es posible utilizar como combustible el petróleo diésel utilizando la infraestructura existente.
- Respecto del recurso primario para las centrales renovables con capacidad de regulación/almacenamiento como es el recurso solar, eólico, geotérmico es posible

su disponibilidad con mayor abundancia (por ejemplo mayor radiación solar o mejor calidad del viento) en algunas zonas del país, lo cual por lo tanto limita el emplazamiento de estas tecnologías en algunas zonas del país.

- Respecto de los costos unitarios de inversión referenciales, de la tabla anterior es posible determinar que las tecnologías que representa a las unidades generadoras térmicas presentan valores menores respecto de las tecnologías de centrales renovables con capacidad de regulación/almacenamiento.
- Por su parte, los costos unitarios de inversión referenciales de las centrales renovables con capacidad de regulación/almacenamiento presentan altos valores como es el caso de las centrales termosolares y las centrales geotérmicas. Para el caso de las centrales fotovoltaicas y eólicas ambas con sistemas de almacenamiento (baterías) muestran valores en el entorno de los 1.000 US\$/kW a 1.600 US\$/kW estos resultan aún inciertos dado el grado de menor madurez y menor desarrollo de estas tecnologías en el país.
- Dado que las bases técnicas de licitación establecen que la determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta debe realizarse para las distintas subestaciones básicas determinadas por la CNE de los distintos subsistemas en el período 2015-2020 y adicionalmente en aquellas subestaciones básicas que resulten de las simulaciones y posibles subsistemas resultantes del período 2021 -2024, resulta relevante la ubicación y/o emplazamiento de la unidad de punta en las distintas zonas del territorio nacional. Por lo anterior, tanto las unidades generadoras que representan a las centrales térmicas (turbinas a gas y grupos motor – generador) no debiesen tener limitaciones para su emplazamiento en las distintas zonas del país que correspondan a las zonas donde están ubicadas las subestaciones básicas actuales y futuras. Por su parte, las centrales renovables con capacidad de regulación (centrales termosolares y centrales geotérmicas) presentan restricciones respecto de las disponibilidades del recurso primario, como es caso del recurso solar para las centrales termosolares y el recurso geotérmico para las centrales geotérmicas. Por lo tanto, estas limitaciones deben ser consideradas en la etapa de selección de las tecnologías disponibles para la Unidad de Punta. De igual forma, las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, como son las centrales fotovoltaicas y eólicas con sistemas de baterías, también presentan algunas limitaciones en su emplazamiento, producto de la disponibilidad del recurso solar y recurso eólico respectivamente.
- Otra de las características principales a tener en consideración respecto de la Unidad de Punta dice relación a los plazos de construcción y puesta en servicio, en particular nuevamente las unidades generadoras del tipo centrales térmicas como son las turbinas a gas y grupo motor – generador resultan con menores plazos respecto de las centrales renovables con capacidad de regulación y almacenamiento según la información disponible respecto de estas últimos tipo de unidades generadoras disponibles en el Sistema de Evaluación Ambiental.
- Las otras características principales de las distintas tecnologías que podrían ser candidatas para proveer potencia de punta para el SEN y los SSMM que se muestran

en la tabla siguiente, no resultan tan relevantes como las ya comentadas para la decisión respecto de la determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación.

- Respecto de la central renovable con capacidad de regulación, como podría ser una central hidráulica con capacidad de regulación mediante un embalse del recurso agua, dado las actuales restricciones principalmente ambientales no serán consideradas en las candidatas de esta tecnología.

Por lo anterior, se sugiere para el desarrollo del Informe de Avance N° 2 siguiente, que las tecnologías de centrales térmicas en base a turbinas a gas y grupo motor – generador sean aquellas que se evalúen para la determinación de los costos de inversión y costos fijos de la Unidad de Punta en el SEN y SSMM. Adicionalmente, para disponer de una comparación y una posible señal de precio futuro de la determinación de los costos de inversión y costos fijos de la unidad de punta se propone, además, evaluar las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, en particular centrales solares fotovoltaicas y parques eólicos con almacenamiento mediante un sistema de baterías para el SEN. Por su parte, para los SSMM se propone evaluar las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, en particular parques eólicos con sistema de baterías.

Las tecnologías y tamaños que se proponen para determinar los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta y el Precio Básico de la Potencia de Punta para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y los Sistemas Medianos (SSMM) se muestra en las tablas siguientes:

Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

Tecnología --->	Turbinas a Gas en Ciclo Simple o Abierto			Central Fotovoltaica + BESS (4 hr)		Parque Eólico + BESS (4 hr)	
	70 MW	150 MW	300 MW	70 MW	150 MW	70 MW	150 MW
Tamaño --->							

Sistemas Medianos (SSMM)

Tecnología --->	Grupo Motor - Generador Diesel / Gas Natural						
Tamaño --->	0,3 MW	0,5 MW	0,8 MW	1,2 MW	1,5 MW	2,0 MW	5,0 MW

Tecnología --->	Turbina a Gas Ciclo Abierto		Parque Eólico + BESS (4 hr)
Tamaño --->	2 MW	5 MW	5 MW

TABLA N° 6.1 CUADRO COMPARATIVO DE PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS TECNOLOGÍAS DISPONIBLES PARA SUMINISTRAR POTENCIA DE PUNTA

Descripción	Unidad	Turbinas a Gas		Grupo Motor - Generador	Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento
		Heavy Duty	Aeroderivadas		
Rango de Potencia	MW	≤ 600	≤ 150	≤ 30	[10 – 500]
Tecnología / Tipo de Central		ciclo simple o abierto	ciclo simple o abierto	ciclo diésel ciclo Otto (Gas) motor - generador de combustión dual	[central fotovoltaica + sistema baterías] [central eólica + sistema baterías]
Recurso Primario / Tipo Combustible		gas natural, petróleo diésel	gas natural, petróleo diésel	gas natural, gas licuado de petróleo (LPG), petróleo diésel, petróleo pesado, biogás, gas de síntesis	energía solar obtenida de la radiación solar energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento
Costos Unitarios de Inversión	US\$/kW	675 ¹²	675 ¹¹	894 ¹³ 1.139 ¹⁴	[920 ¹⁵] [1.640 ¹⁶]

¹² Turbinas a gas, 211 MW, Estudio Inodú realizado para la CNE

¹³ Grupo motor – generador, 108 MW, Estudio Inodú realizado para la CNE

¹⁴ Grupo motor – generador, 46 MW, Estudio Inodú realizado para la CNE

¹⁵ Proyecto Solar Fotovoltaico + Sistema de Baterías en Evaluación Ambiental (<https://seia.sea.gob.cl/busqueda/buscarProyecto.php>). Ver tabla N° 6.3

¹⁶ Proyecto Eólico + Sistema de Baterías en Evaluación Ambiental (<https://seia.sea.gob.cl/busqueda/buscarProyecto.php>). Ver tabla N° 6.3

Descripción	Unidad	Turbinas a Gas		Grupo Motor - Generador	Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento
		Heavy Duty	Aeroderivadas		
Localización / Ubicación		Entre Regiones de Arica y Parinacota a la Región de Los Lagos para el SEN. Regiones de Aysén y Magallanes para los SSMM	Entre Regiones de Arica y Parinacota a la Región de Los Lagos para el SEN. Regiones de Aysén y Magallanes para los SSMM	Entre Regiones de Arica y Parinacota a la Región de Los Lagos para el SEN. Regiones de Aysén y Magallanes para los SSMM	[Entre Región Arica – Parinacota y Región Atacama] ¹⁷ y Región del Bío Bío ¹⁸ para el SEN. Regiones de Aysén y Magallanes para los SSMM
Disponibilidad	%	90-98	90-98	92-97	[30] [30]
Eficiencia Eléctrica	%	34-44	30-44	25-46	N.A.
Emisiones referenciales con gas natural	ppvm	NOx sin control, 150-300 ppvm @ 15 % de O2 NOx con SCR, 6-25 ppvm @15 % de O2 CO 20 ppvm	NOx sin control, 150-300 ppvm @ 15 % de O2 NOx con SCR, 6-25 ppvm @15 % de O2 CO 20 ppvm	NOx sin control 45-200 ppvm @15 % O2 NOx con SCR de 4-20 ppvm @ 15 % O2	N.A.

¹⁷ Proyectos Solar Fotovoltaico + Sistema de Baterías

¹⁸ Proyecto Eólico + Sistema de Baterías

Descripción	Unidad	Turbinas a Gas		Grupo Motor - Generador	Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento
		Heavy Duty	Aeroderivadas		
				CO sin control 140-700 ppvm @ 15 % O2	
Periodo de Instalación para unidades estándar	meses	De 9 a 12, dependiendo de la disponibilidad del equipo.	De 9 a 12, dependiendo de la disponibilidad del equipo.	De 9 a 12, para tamaños menores a 4 MW. 12 a 16 meses para tamaños mayores.	[30 ¹⁹] [12 a 18 ²⁰]
Vida útil estándar	años	[15 a 30]	[15 a 30]	[15 a 30]	[30 ²¹]
Comparativo de Características de Operación y Diseño		Tecnología probada y consolidada	Tecnología probada y consolidada	Tecnología probada y consolidada	Tecnologías aún emergentes / menor o nula potencia instalada en el SEN
		Alta eficiencia en ciclos simples en los tamaños grandes, del	Alta eficiencia en ciclos simples en los tamaños grandes, del	Eficiencia hasta 45% (PCI)	N.A.

¹⁹ Proyecto Solar Fotovoltaico - Ampliación Parque Fotovoltaico Los Andes, Fase III y IV

²⁰ Proyecto Eólico + Sistema de Baterías

²¹ Proyecto Solar Fotovoltaico + Sistema de Baterías / Proyecto Eólico + Sistema de Baterías

Descripción	Unidad	Turbinas a Gas		Grupo Motor - Generador	Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento
		Heavy Duty	Aeroderivadas		
		20% a 35 %. (PCI)	20% a 35 %. (PCI)		
		Disponibilidad mayor del 95%	Disponibilidad mayor del 95%	Disponibilidad mayor al 90 %	N.A.
		Intercambio de combustibles en línea, con equipos de combustión dual instalados	Intercambio de combustibles en línea, con equipos de combustión dual instalados	Flexibilidad de uso de combustibles	N.A.
		Tiempos de arranque bajos (3 a 10 min.)	Tiempos de arranque bajos (3 a 5 min.)	Tiempos de arranque bajos (3 a 5 min.)	N.A.

A continuación, se presentan los proyectos de centrales renovables con capacidad de regulación y capacidad de almacenamiento actualmente en operación, en construcción, con aprobación ambiental y con evaluación ambiental en desarrollo, disponibles en el sitio web del Servicio de Evaluación Ambiental.

En la información más abajo disponible se identifica el tipo de proyecto, su ubicación en el territorio nacional, potencia declarada, costo de inversión referencial y se determina el costo unitario de inversión. También se señala la condición actual de cada uno de los proyectos

CENTRALES RENOVABLES CON CAPACIDAD DE REGULACIÓN

	Nombre Proyecto	Ubicación	Potencia (kW)	Costo Inversión (Miles US)	Costo Unitario Inversión (US\$/kW)	Condición Actual
1	Central Geotermica Cerro Pabellón	Comuna de Ollagüe, II Región Antofagasta	50.000	180.000	3.600	En Operación
2	SEONGNAM - Central Fotovoltaica y Planta Termosolar	Comuna de Calama, II Región de Antofagasta	300.000	4.000.000	3.972	En Evaluación Ambiental
			707.000			
3	GHUNGNAM KCS - Central Fotovoltaica y Planta Termosolar	Comuna de Pozo Almonte y Pica, I Región Tarapaca	(1) 300.000	4.000.000	3.972	En Evaluación Ambiental
			(2) 707.000			
4	Planta Termosolar María Elena	Comuna de María Elena, II Región Antofagasta	(3) 400.000	3.290.000	8.225	Con Aprobación Ambiental
5	Planta Termosolar Pedro de Valdivia	Comuna de María Elena, II Región Antofagasta	(4) 360.000	2.610.000	7.250	Con Aprobación Ambiental
6	Planta Solar Cerro Dominador	Comuna de María Elena, II Región Antofagasta	(5) 110.000	1.300.000	6.190	En Construcción
			(6) 100.000			
7	Planta Termosolar Camarones	Comuna de Camarones, XV Región de Arica y Parinacota	105.000	800.000	7.619	Con Aprobación Ambiental

Nota:

- (1) 2 Plantas Termosolar con tecnología de torre de 150 MW cada una, con almacenamiento térmico
- (2) 1 Planta Fotovoltaica con tecnología de módulo cristalino de 707 MW.
- (3) 4 Plantas Termosolar con tecnología de torre de 100 MWe cada una, con almacenamiento térmico
- (4) Planta Termosolar de 360 MW de potencia compuesta por 2 fases de 180 MW, denominadas Fase I y Fase II.
- (5) 1 Planta Termosolar con tecnología de torre de 110 MW con almacenamiento térmico
- (6) 1 Planta Fotovoltaica con tecnología de módulo cristalino de 100 MW.

Fuente: Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (<https://seia.sea.gob.cl/busqueda/buscarProyecto.php>)

Tabla N° 6.2 Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de centrales renovables con capacidad de regulación en operación, en construcción, con evaluación ambiental aprobada y con evaluación ambiental en desarrollo

CENTRALES RENOVABLES CON CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO / SISTEMAS BESS

	Nombre Proyecto	Ubicación	Potencia (kW)	BESS ⁽¹⁾ (kW)	Costo Inversión (Miles US)	Costo Unitario Inversión (US\$/kW)	Condición Actual
1	Ampliación Parque Solar Fotovoltaico Los Andes, Fase III	Comuna de Antofagasta, II Región de Antofagasta	226.000	(3)	450.000	920	En Evaluación Ambiental
	Ampliación Parque Solar Fotovoltaico Los Andes, Fase IV		263.000				
2	Parque Eólico Nolana	Comuna de Taltal, II Región de Antofagasta	280.000	S/I	257.000	918	En Evaluación Ambiental
3	Parque Eólico Cabrero	Comuna de Cabrero, VIII Región del Bio Bio	95.200	20.000	156.000	1.639	En Evaluación Ambiental
4	Parque Eólico Cerro Piedra	Comuna de Casablanca, V Región de Valparaíso	63.000	S/I	75.000	1.190	En Evaluación Ambiental
5	Parque Solar Fotovoltaico Copihue	Comuna de Arica, XV Región de Arica y Parinacota	9.000	S/I	10.000	1.111	En Evaluación Ambiental
6	Sistema de Almacenamiento de Energía BESS-Central Guacolda	Comuna de Huasco, III Región de Atacama		30.000	70.000	2.333	Con Aprobación Ambiental
7	Parque Solar Fotovoltaico Santa Julia con Sistema de Almacenamiento de Energía (2)	Comuna de Petorca, V Región de Valparaíso	2.000	2.000	5.300	2.650	Con Aprobación Ambiental
8	Almacenamiento de energía (BESS) para centrales de pasada Alfalfal (4)	Comuna de San Jose de Maipo, Región Metropolitana		10.000	14.000	1.400	Consulta de Pertinencia resuelta, No requiere EIA
9	Almacenamiento de energía (BESS) para centrales de pasada Alfalfal (5)	Comuna de San Jose de Maipo, Región Metropolitana		40.000	58.000	1.450	Consulta de Pertinencia resuelta, No requiere EIA
10	Modificación Subestación Andes mediante Sistema de Almacenamiento de Energía (6)	Comuna de Antofagasta, II Región de Antofagasta		12.000	14.000	1.167	En Operación
11	Angamos BESS	Comuna de Mejillones, II Región Antofagasta		20.000	S/I	-	En Operación
12	Cochrane BESS	Comuna de Mejillones, II Región Antofagasta		20.000	24.500	1.225	En Operación

Nota:

(1) Battery Energy Storage Systems

(2) Cada contenedor con baterías puede almacenar e inyectar hasta 4.000 kWh por cada ciclo, totalizando 8.000 kWh de capacidad. La descarga completa puede realizarse en 4 horas. La potencia máxima de descarga es de 2.000 kW

(3) El sistema de baterías estará diseñado para almacenar la totalidad de la energía generada por el parque (Fases II, III y IV), por un período aproximado de 7 horas. Andes Solar II es de una potencia de 80 MW

(4) Capacidad de entrega de 10 MW durante 5 horas

(5) Capacidad de entrega de 40 MW durante 5 horas

(6) Sistema de Almacenamiento consta de 8 contenedores. Cada contenedor proporciona 2.000 kWh de energía a la red.

S/I: Sin Información

Fuente: Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (<https://seia.sea.gob.cl/busqueda/buscarProyecto.php>)

Fuente: Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, Consulta de Pertinencias y Documentos Asociados (<https://pertinencia.sea.gob.cl/sea-pertinence-web/app/public/buscador/#/>)

Tabla N° 6.3 Proyectos, tamaños y costos de inversión unitarios de centrales renovables con capacidad de almacenamiento con evaluación ambiental aprobada y con evaluación ambiental en desarrollo

Anexos

**DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN
Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD
DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM**

ANEXO 1

Determinación del Costo Marginal en Sistemas con Restricciones de Transmisión

En este apartado se determina, en base a un desarrollo teórico, el costo marginal de producción en un sistema eléctrico cuya capacidad de transmisión se encuentra copada.

Supongamos un sistema eléctrico compuesto por dos generadores, abasteciendo cada uno demanda en su barra y unidos a través de una línea de transmisión. El siguiente esquema presenta la situación:

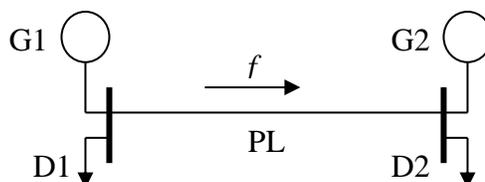


Figura A1.1 Sistema de muestra con dos generadores y dos barras

Por simplicidad, se asume que las pérdidas se reparten entre emisor y receptor. La función objetivo es minimizar los costos de operación, luego se puede plantear un problema de optimización de la siguiente forma:

$$\text{Min} \quad C_1(G_1) + C_2(G_2)$$

s.a.

$$P_{L1} + D_1 + f = G_1$$

$$f + G_2 = D_2 + P_{L2}$$

$$f \leq f_{Max}$$

Este problema se puede solucionar definiendo la función de Lagrange como sigue:

$$L = C_1(G_1) + C_2(G_2) + \lambda_1 \cdot (D_1 + f + P_{L1} - G_1) + \lambda_2 \cdot (D_2 + P_{L2} - f - G_2) + \mu \cdot (f - f_{Max}) \quad (1)$$

La solución se encuentra derivando el Lagrangiano con respecto a las variables G_1 , G_2 y f , para luego igualar a cero las ecuaciones:

$$\frac{\partial L}{\partial G_1} = \frac{\partial C_1}{\partial G_1} + \lambda_1 \cdot (-1) = 0 \quad (2)$$

$$\frac{\partial L}{\partial G_2} = \frac{\partial C_2}{\partial G_2} + \lambda_2 \cdot (-1) = 0 \quad (3)$$

$$\frac{\partial L}{\partial f} = \lambda_1 \cdot \left(1 + \frac{\partial P_{L1}}{\partial f}\right) + \lambda_2 \cdot \left(\frac{\partial P_{L2}}{\partial f} - 1\right) + \mu = 0 \quad (4)$$

De las ecuaciones (2) y (3) se obtiene:

$$CMg_1 = \lambda_1$$

$$CMg_2 = \lambda_2$$

Reordenando la ecuación (4):

$$[CMg_2 - CMg_1] - \left[CMg_1 \cdot \frac{\partial P_{L1}}{\partial f} + CMg_2 \cdot \frac{\partial P_{L2}}{\partial f} \right] = \mu$$

Además, si se consideran las pérdidas concentrada en el extremo receptor:

$$P_{L1} = 0$$

$$P_{L2} = P_L$$

$$\frac{\partial P_{L1}}{\partial f} = 0$$

$$[CMg_2 - CMg_1] - CMg_2 \cdot \frac{\partial P_L}{\partial f} = \mu$$

Reordenando:

$$CMg_2 = \mu \cdot \frac{1}{\left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial f}\right)} + CMg_1 \cdot \frac{1}{\left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial f}\right)}$$

Donde:

$$F_p = \frac{1}{\left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial f}\right)}$$

Si no existiesen restricciones en la transmisión, el costo marginal de la barra 2 sería igual al costo marginal de la barra 1, ponderado por el factor de penalización que internaliza las pérdidas marginales de transmisión ya que $\mu=0$.

Al existir restricciones de transmisión, aparece una variable de holgura (m) y el costo marginal de la barra 2 aumenta en m ponderado por el factor de penalización.

Los Ingresos Tarifarios se definen como:

$$IT = (f + P_L) \cdot CMg_2 - f \cdot CMg_1$$

Reemplazando:

$$IT = f \cdot [\mu \cdot F_p + CMg_1 \cdot (F_p - 1)] + P_L [\mu \cdot F_p + CMg_1 \cdot F_p]$$

Se observa que, al no existir limitaciones en la transmisión, los ingresos tarifarios de la línea de transmisión dependen directamente del costo marginal de la barra marginal y de las

pérdidas marginales de la línea. En condiciones de saturación, la variable de holgura μ puede llegar a ser muy grande y, por ende, también los ingresos tarifarios.

$$IT = \mu \cdot F_p \cdot (f + P_L) + CMg_1 \cdot [f \cdot (F_p - 1) + F_p \cdot P_L]$$

$$IT = \mu \cdot F_p \cdot (f + P_L) + CMg_1 \cdot [F_p \cdot (f + P_L) - f] = IT_C + IT_p$$

Se define entonces:

$$IT = IT_C + IT_p \quad = (\text{IT de congestión} + \text{IT de pérdidas})$$

Donde:

$$IT_C = \mu \cdot F_p \cdot (f + P_L)$$

$$IT_p = CMg_1 \cdot [F_p \cdot (f + P_L) - f]$$

Procedimiento para determinación de barras de un subsistema eléctrico

A continuación, proponemos un procedimiento para determinar las barras que pertenecen a un determinado subsistema eléctrico, que permite ser aplicado de manera general a una red con enmallamiento.

El procedimiento es el siguiente:

1. Realizar un flujo de potencia DC. Como procedimiento general, para asegurar que siempre sea posible calcular los factores de participación de todas las barras, se debe agregar una generación y una carga de prueba, la generación y la carga deben ser equivalentes, de forma que no se altere el flujo de potencia original.
2. Determinación de la participación de cada una de las barras en todas las líneas del sistema eléctrico mediante factores de participación determinados con GGDF y GLDF, tanto a favor como en contra del flujo.
3. Establecer el subconjunto de líneas con congestión (líneas con limitación de transferencia de potencia), identificando para cada una de ellas la barra emisora y la barra receptora. Estas líneas constituirán el subconjunto de Líneas Con Congestión denominado SCLincConCgt.
4. Establecer los subconjuntos de Barras Emisoras (BarEmi^b) y Barras Receptoras (BarRec^b) asociadas a las barras de extremos de las Líneas con Congestión, denominados conjuntos de barras SCBarBasEmi y SCBarBasRec respectivamente. Cada una de estas barras de los subconjuntos de barras definirán un subsistema eléctrico asociado, la barra del extremo emisor, perteneciente a SCBarBasEmi, se denominará Barra Base del subsistema.

5. Para cada Barra Base perteneciente al subconjunto SCBarBasEmi se determinan las líneas que se conectan a dicha barra, excluyendo las líneas congestionadas que le dieron origen, estas líneas las denominaremos LinSinCng^{b,l} que serán la líneas iniciales que constituirán el subconjunto de líneas sin congestión LinSinCgt^{b,s} asociadas al Subsistema SCSUBSIS^s determinado por Barra Base BarEmi^s y será miembro del subconjunto de barras asociadas al sistema “s” SCBarSubSis^s. La Barra Receptora dará origen a otro Sub Sistema y agregará SCBarSubSis^s correspondiente.
6. Para cada una de las líneas LinConCng^{b,l} del subconjunto SCLinConCgt se determina el tipo de barra asociada al otro extremo, dentro de las siguientes posibilidades:
 - a. Barra Terminal, es decir que no tiene otras líneas conectadas.
 - b. Barra Intermedia, tiene conectada más líneas.
 - c. Barra Base.
7. Dependiendo del tipo de Barra determinada en el punto anterior:
 - a. Barra Terminal o Intermedia, se verificará si la contribución de la inyección de esta barra es a favor de la corriente de la Línea congestionada en análisis, si así fuese esta barra pasará a ser parte del subconjunto de barras SCBarSubSis^s. Si su participación es contra corriente esta barra de ser ingresada al subconjunto de barras SCBarSubSis^s asociada a la Barra Receptora de la línea congestionada en análisis.
 - b. Adicionalmente, para las Barras Intermedias se deberá seguir analizando las demás líneas que mediante otras Barras Intermedias se conecten finalmente a una Barra Base de otro Subsistema, determinando su participación a favor o en contra flujo asociándola al subsistema correspondiente.
 - c. Si la Barra determinada en el punto anterior es una Barra Base se termina el procedimiento de la línea en análisis y se procederá analizar la siguiente línea congestionada.
8. Si uno o más sistemas comparten una misma barra, que denominaremos Barra Frontera, se deberá verificar si la participación de la inyección de Barra Base del Sub Sistema A, está en contracorriente o favor de la corriente en la línea congestionada que da origen al otro Sub Sistema B y viceversa. De participar en contracorriente la Barra Base, las Barras pertenecientes al subconjunto de esta Barra Base se agregarán a las Barras del otro o los otros Sub Sistemas que comparten la misma Barra Frontera.
9. Finalmente, se tendrán los conjuntos de barras que participan en cada uno de los subsistemas determinados por las líneas congestionadas.

Ejemplo 1

Mediante un desarrollo en Excel, se implementó un sistema simplificado de 5 barras y 5 líneas, con sus respectivas demandas y generaciones. Mediante la herramienta “Solver” se puede obtener la solución para 6 escenarios diferentes de operación, obteniéndose el despacho económico del sistema de potencia, a partir del cual se generan los factores GGDF y GLDF con los cuales se determinan los factores de participación de las barras en cada una de las líneas.

Para ilustrar la metodología de determinación de las barras que componen los subsistemas determinados por la congestión de una o más líneas, se analizaron 3 casos como ejemplos. En los casos analizados no se utilizaron cargas de prueba, sino que se utilizaron demandas y generaciones mínimas en cada barra, de forma de no complejizar el ejemplo en Excel, considerando que la alteración del despacho no es relevante es este caso, por ser sólo un ejemplo.

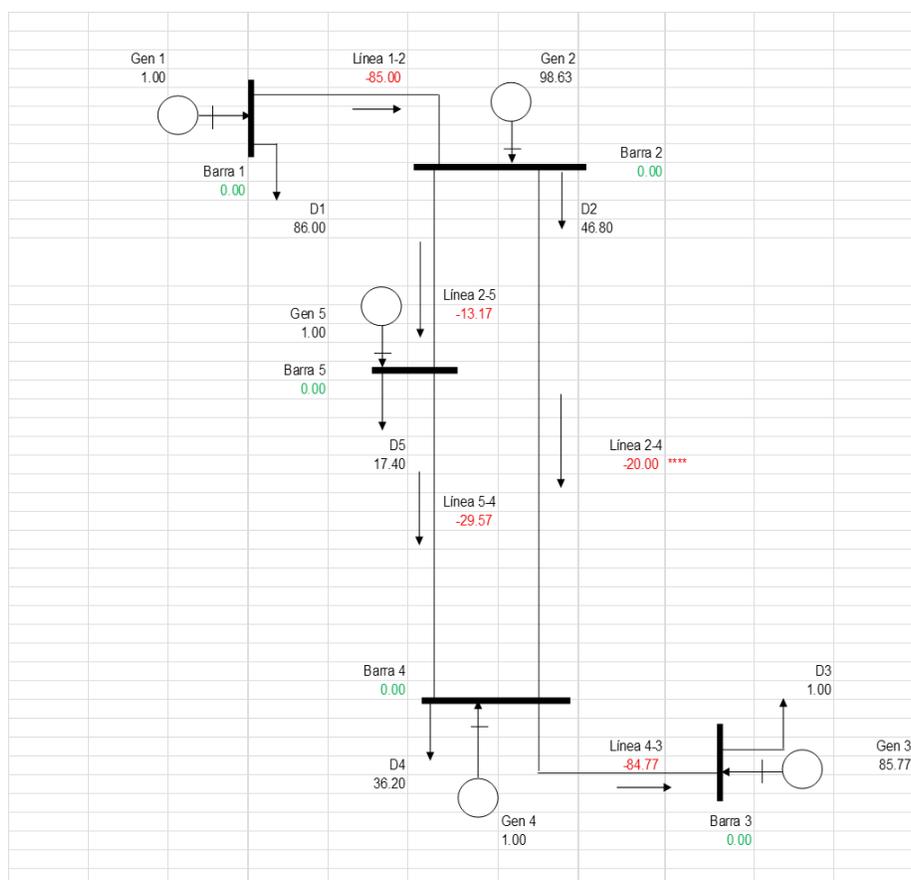


Figura A1.2 Sistema de prueba, ejercicio 1

Análisis:

Línea 2-4 es la única línea que presenta congestión y el flujo es negativo, por lo que la barra emisora es la Barra 4 y la barra receptora es la Barra 2, el flujo está limitado a -20 MW y se indica al lado derecho de este valor con “****” que la línea esta congestionada. Dando origen a 2 Sub Sistemas asociados a las Barras 2 y 4.

A partir del flujo de potencia se determinaron los GGDF y GLDF y las participaciones de las inyecciones de las barras en las líneas del sistema.

GGDF Barras							
Lineas			Barras				
Línea	Desde Barra	Hasta Barra	Barra1	Barra2	Barra3	Barra4	Barra5
Línea 1-2	1	2	0.541	-0.459	-0.459	-0.459	-0.459
Línea 2-5	2	5	0.154	0.154	-0.323	-0.323	-0.485
Línea 5-4	5	4	0.061	0.061	-0.416	-0.416	0.422
Línea 2-4	2	4	0.137	0.137	-0.385	-0.385	-0.223
Línea 4-3	4	3	0.005	0.005	-0.995	0.005	0.005

Utilizando la matriz de factores GGDF, se determinan los factores de participación de las inyecciones en las líneas del sistema. Destacado en naranja se observa la fila asociada a la línea congestionada Línea 2-4.

Factores Participacion Positivos						
Lineas	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Gen 4	Gen 5	Suma
Línea 1-2	0.00	0.53	0.46	0.01	0.01	1.00
Línea 2-5	0.00	0.00	0.97	0.01	0.02	1.00
Línea 5-4	0.00	0.00	0.99	0.01	0.00	1.00
Línea 2-4	0.00	0.00	0.98	0.01	0.01	1.00
Línea 4-3	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	1.00

Factores Participacion Negativos						
Lineas	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Gen 4	Gen 5	Suma
Línea 1-2	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00
Línea 2-5	0.01	0.99	0.00	0.00	0.00	1.00
Línea 5-4	0.01	0.93	0.00	0.00	0.06	1.00
Línea 2-4	0.01	0.99	0.00	0.00	0.00	1.00
Línea 4-3	0.01	0.97	0.00	0.01	0.01	1.00

- De los resultados se tiene dos subsistemas determinados por las barras 2 y 4, que denominaremos Sub Sistema 2 y Sub Sistema 4.
- Determinamos las otras líneas que se conectan a la Barra 4 (Barra Base Emisora), que son las Líneas 4-3, 5-4.

- o La Línea 4-3 termina en la Barra 3 que es una Barra Terminal, y por lo tanto pertenece al Sub Sistema 4 al ser su participación en la Línea 2-4 a favor del flujo.
- o La Línea 5-4 se conecta a la Barra 5, siendo su inyección a favor del flujo en la Línea 2-4, por lo tanto, la Barra 5 pertenece al Sub Sistema 4.
- Ahora vemos las otras líneas que se conectan a la Barra 2, es la Línea 1-2, que termina en la Barra1 que es una Barra Terminal y pertenece al Sub Sistema 2, ahora si analizamos la participación de la Barra 1 y 2 en la Línea 2-4, vemos que es contraflujo, por lo tanto, estas barras también participan del sistema 4.
- Finalmente en el Subsistema 4 participan las Barras 1, 2, 3, 4 y 5, en tanto en el Subsistema 2 participan las Barras 1 y 2.

Ejemplo 2

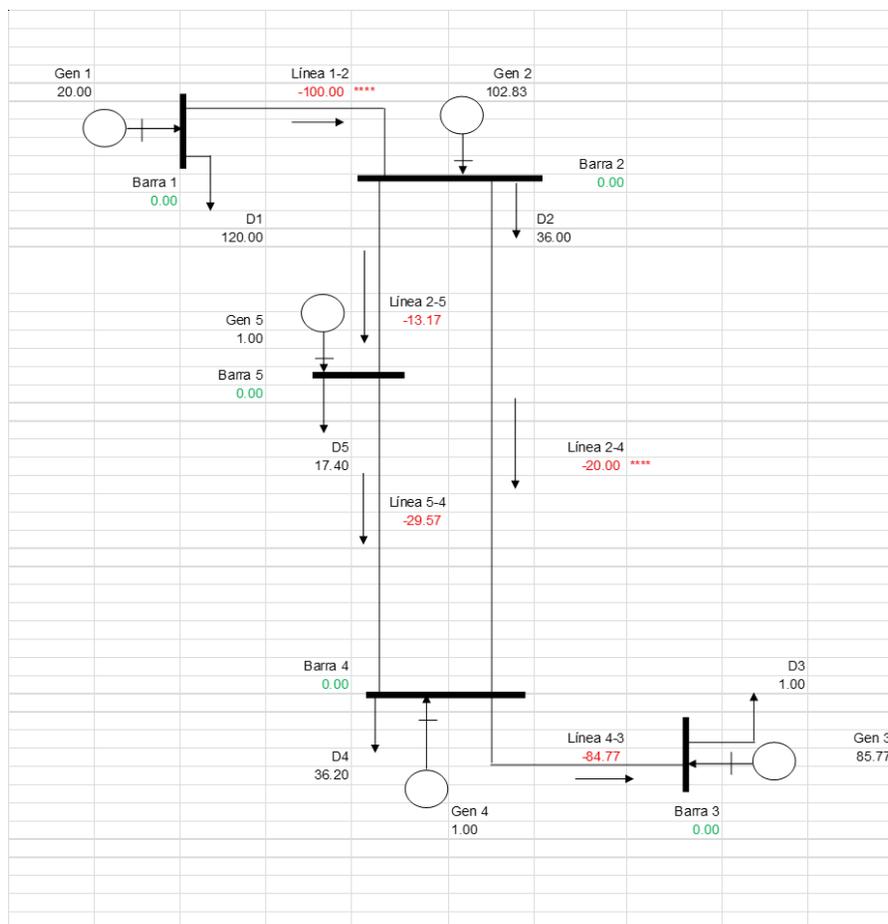


Figura A1.3 Sistema de prueba, ejercicio 2

Análisis:

Línea 2-4 y la Línea 1-2 se encuentran congestionadas y sus flujos son negativos, por lo que las barras emisoras son la Barra 4 y 2 y las barras receptoras son las Barras 2 y 1 respectivamente. En la Línea 2-4 el flujo está limitado a -20 MW y en la Línea 1-2 está limitado a -100 MW y se indica en sus lados derecho de estos valores con “****”, que nos indica que las Líneas 2-4 y 1-2 están congestionada. Esto da origen a 3 Sub Sistemas asociados a las Barras 1, 2 y 4.

A partir del flujo de potencia se determinaron los GGDF y con ellos las participaciones de las inyecciones de las barras en las líneas del sistema.

GGDF Barras							
Lineas			Barras				
Línea	Desde Barra	Hasta Barra	Barra1	Barra2	Barra3	Barra4	Barra5
Línea 1-2	1	2	0.430	-0.570	-0.570	-0.570	-0.570
Línea 2-5	2	5	0.137	0.137	-0.340	-0.340	-0.502
Línea 5-4	5	4	0.055	0.055	-0.423	-0.423	0.415
Línea 2-4	2	4	0.122	0.122	-0.401	-0.401	-0.238
Línea 4-3	4	3	0.005	0.005	-0.995	0.005	0.005

A partir de la matriz de GGDF, se determinaron los factores de participación de las inyecciones en las líneas del sistema. Destacado en naranja se observa la fila asociada a la línea congestionada Línea 2-4 y en verde se observa la fila asociada a la línea congestionada Línea 1-2.

Factores Participacion Positivos						
Lineas	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Gen 4	Gen 5	Suma
Línea 1-2	0.00	0.54	0.45	0.01	0.01	1.00
Línea 2-5	0.00	0.00	0.97	0.01	0.02	1.00
Línea 5-4	0.00	0.00	0.99	0.01	0.00	1.00
Línea 2-4	0.00	0.00	0.98	0.01	0.01	1.00
Línea 4-3	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	1.00

Factores Participacion Negativos						
Lineas	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Gen 4	Gen 5	Suma
Línea 1-2	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00
Línea 2-5	0.16	0.84	0.00	0.00	0.00	1.00
Línea 5-4	0.15	0.79	0.00	0.00	0.06	1.00
Línea 2-4	0.16	0.84	0.00	0.00	0.00	1.00
Línea 4-3	0.16	0.82	0.00	0.01	0.01	1.00

- De los resultados se tienen tres subsistemas determinados por las barras 1, 2 y 4, que denominaremos Sub Sistema 1, Subsistema 2 y Sub Sistema 4.
- Analicemos las otras líneas que se conectan a la Barra 4 (Barra Base Emisora), que son las Líneas 4-3 y 5-4.

- o La Línea 4-3 termina en la Barra 3 que es una Barra Terminal, y por lo tanto pertenece al Sub Sistema 4 al ser su participación en la Línea 2-4 a favor del flujo.
- o La Línea 5-4 se conecta a la Barra 5, siendo su inyección a favor del flujo en la Línea 2-4, por lo tanto, la Barra 5 pertenece al Sub Sistema 4.
- Ahora vemos las otras líneas que se conectan a la Barra 2, es la Línea 1-2, que termina en la Barra 1 que es una Barra Terminal y pertenece al Sub Sistema 1, considerando las Inyecciones de las Barras 2, 3, 4 y 5 son a favor de la corriente de la Línea 1-2 que se encuentra congestionada, solo la Barra 1 está en contracorriente y al ser una Barra Terminal, el Subsistema 1 está constituido solamente por la Barra 1, que es la única que está en contracorriente con el flujo de la Línea 1-2.
- Ahora vemos la participación de la Inyección de la Barra 1, en la Línea 1-2, que pertenece al Subsistema 1, si analizamos la participación de la inyección de esta barra vemos que está en contraflujo, por lo tanto, estas barras también participan en el Sistema 2.
- Ahora vemos la participación de la Inyección de la Barra 1 y Barra 2, en la Línea 2-4, que pertenecen a los Subsistemas 1 y 2 respectivamente. Si analizamos la participación vemos que ambas inyecciones están en contraflujo, por lo tanto, estas barras también participan del sistema 4.
- Finalmente en el Subsistema 4 participan las Barras 1, 2 3, 4 y 5, en el Subsistema 2 participan las Barras 1 y 2, y en Subsistema 1 solamente la Barra 1.

Ejemplo 3

Análisis:

La línea 2-4 y la Línea 1-2 están congestionadas y sus flujos son negativo y positivo respectivamente, por lo que las barras emisora son la Barra 4 y 1 y la barra receptora es la Barra 2 para ambas líneas. En la Línea 2-4 el flujo está limitado a -20 MW y en la Línea 1-2 está limitado a +20 MW y se indica en sus lados derecho de estos valores con “*****”, que nos indica que las Líneas 2-4 y 1-2 están congestionadas. Dando origen a 3 Sub Sistemas asociados a las Barras 1, 2 y 4.

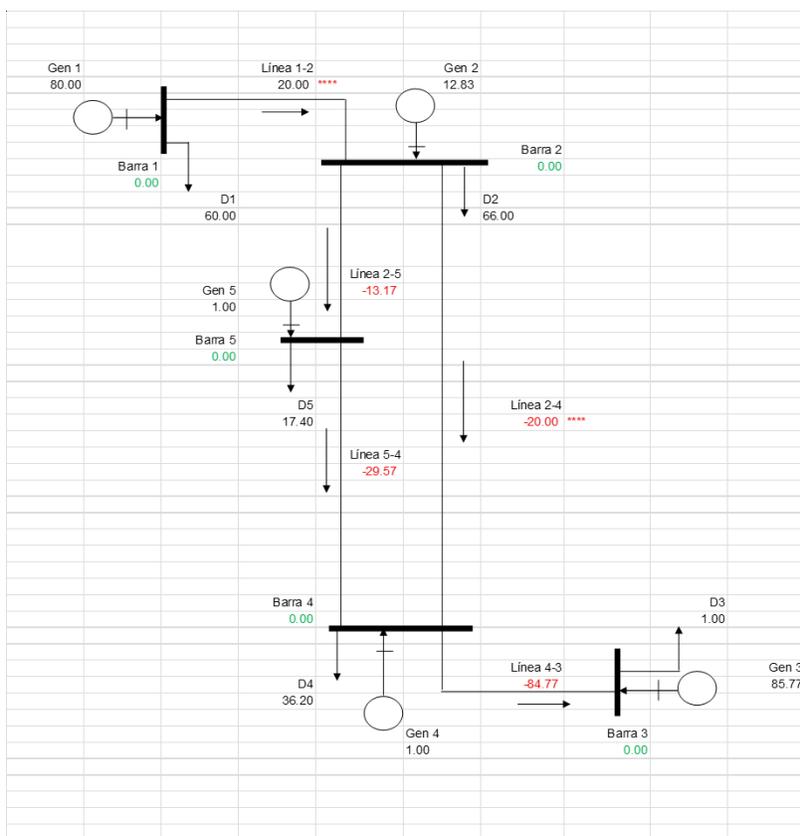


Figura A1.4 Sistema de prueba, ejercicio 3

A partir del flujo de potencia se determinaron los GGDF y con ellos las participaciones de las inyecciones de las barras en las líneas del sistema.

GGDF Barras							
Lineas			Barras				
Línea	Desde Barra	Hasta Barra	Barra1	Barra2	Barra3	Barra4	Barra5
Línea 1-2	1	2	0.668	-0.332	-0.332	-0.332	-0.332
Línea 2-5	2	5	0.160	0.160	-0.317	-0.317	-0.480
Línea 5-4	5	4	0.064	0.064	-0.414	-0.414	0.424
Línea 2-4	2	4	0.142	0.142	-0.380	-0.380	-0.218
Línea 4-3	4	3	0.006	0.006	-0.994	0.006	0.006

A partir de la matriz de GGDF, se determinaron los factores de participación de las inyecciones en las líneas del sistema. Destacado en naranja se observa la fila asociada a la línea congestionada Línea 2-4 y en verde se observa la fila asociada a la línea congestionada Línea 1-2.

Factores Participacion Positivos						
Líneas	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Gen 4	Gen 5	Suma
Línea 1-2	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00
Línea 2-5	0.00	0.00	0.97	0.01	0.02	1.00
Línea 5-4	0.00	0.00	0.99	0.01	0.00	1.00
Línea 2-4	0.00	0.00	0.98	0.01	0.01	1.00
Línea 4-3	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	1.00

Factores Participacion Negativos						
Líneas	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Gen 4	Gen 5	Suma
Línea 1-2	0.00	0.13	0.85	0.01	0.01	1.00
Línea 2-5	0.86	0.14	0.00	0.00	0.00	1.00
Línea 5-4	0.80	0.13	0.00	0.00	0.07	1.00
Línea 2-4	0.86	0.14	0.00	0.00	0.00	1.00
Línea 4-3	0.84	0.14	0.00	0.01	0.01	1.00

- De los resultados se tienen tres subsistemas determinados por las barras 1, 2 y 4, que denominaremos Sub Sistema 1, Subsistema 2 y Sub Sistema 4.
- Analicemos las otras líneas que se conectan a la Barra 4 (Barra Base Emisora), que son las Líneas 4-3 y 5-4.
 - o La Línea 4-3 termina en la Barra 3 que es una Barra Terminal, y por lo tanto pertenece al Sub Sistema 4 al ser su participación en la Línea 2-4 a favor del flujo.
 - o La Línea 5-4 se conecta a la Barra 5, siendo su inyección a favor del flujo en la Línea 2-4, por lo tanto, la Barra 5 pertenece al Sub Sistema 4.
- Ahora vemos las otras líneas que se conectan a la Barra 2, que es la Línea 1-2 que termina en la Barra 1 que es una Barra Terminal y pertenece al Sub Sistema 1, considerando que las inyecciones de las Barras 2, 3, 4 y 5 son en contra de la corriente de la Línea 1-2, que se encuentra congestionada, las Barras 2, 3, 4 y 5 están en contracorriente, el Subsistema 1 está constituido entonces por las Barra 1, 2, 3, 4 y 5.
- Ahora vemos la participación de la Inyección de la Barra 1 en la Línea 1-2, si analizamos la participación de la inyección de esta barra vemos que está en a favor de él, por lo tanto, esta barra no participa del sistema 2 y 4.
- Ahora vemos la participación de la Inyección de la Barra 2, en la Línea 2-4, que pertenecen al Subsistema 2, si analizamos la participación vemos que la inyección está en contraflujo, por lo tanto, esta barra también participa del sistema 4.
- Finalmente en el Subsistema 4 participan las Barras 2, 3, 4 y 5, en el Subsistema 2 participa solamente la Barra 2, y en Subsistema 1 las Barras 1, 2, 3, 4 y 5.