

REF.: Aprueba informe de respuestas a observaciones formuladas al Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena, aprobado mediante Resolución Exenta N° 611, de 27 de agosto de 2018.

Santiago, 15 de febrero de 2019

RESOLUCIÓN EXENTA N° 181

VISTOS:

- a) Las facultades establecidas en la letra h) del artículo 9° del D.L. N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “la Comisión”, modificado por la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo establecido en los artículos 173° al 180° del D.F.L. N° 4/20.018, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente “la Ley”;
- c) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 229 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2005, que aprueba el reglamento de valorización y expansión de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente “Reglamento de Sistemas Medianos”;
- d) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 23, de 2015, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento de operación y administración de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos;
- e) Lo establecido en la Resolución Exenta N° 154, de 21 de febrero de 2018, que aprueba las bases definitivas para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, en adelante e indistintamente las “Bases Definitivas”;



CNE | COMISIÓN
NACIONAL
DE ENERGÍA

Ministerio de Energía

- f) La Resolución Exenta N° 396 de la Comisión, de fecha 25 de mayo de 2018, que establece catastro de proyectos de generación y transmisión a que se refieren las bases definitivas para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén;
- g) La carta N° 1354564, de fecha 30 de abril de 2018, mediante la cual SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica de Aisén S.A., remitieron a esta Comisión los Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó y Hornopirén, realizado por la empresa consultora Systeep Ingeniería y Diseños S.A.;
- h) La carta CNE N° 144, de fecha 11 de mayo de 2018, que comunica observaciones a los Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó y Hornopirén;
- i) La carta N° 1357447, de fecha 18 de mayo de 2018, mediante la cual SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica de Aisén S.A., remitieron a esta Comisión los nuevos Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena y Cochamó, realizado por la empresa consultora Systeep Ingeniería y Diseños S.A.;
- j) La carta CNE N° 152, de fecha 25 de mayo de 2018, que recibe conforme los Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó y Hornopirén;
- k) La Resolución Exenta N° 611 de la Comisión, de 27 de agosto de 2018, que aprueba Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena;
- l) La carta N° 1378648 de Empresa Eléctrica de Aisén S.A., recibida con fecha 20 de septiembre de 2018;
- m) El correo electrónico de fecha 20 de septiembre de 2018, enviado por el representante de Grupo AQM;



CNE | COMISIÓN
NACIONAL
DE ENERGÍA

Ministerio de Energía

- n) La carta ESV/019/2018 de Empresa Eléctrica San Víctor SpA, recibida con fecha 20 de septiembre de 2018;
- o) La carta de Novotempo Energía Aysén SpA, recibida con fecha 20 de septiembre de 2018;
- p) El correo electrónico de fecha 21 de septiembre de 2018, enviado por el representante de CH Candelaria SpA; y,
- q) La Resolución N° 1600 de 2008 de Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- 1) Que, el inciso cuarto artículo 177° de la Ley dispone que, antes de seis meses del término de vigencia de las tarifas, las empresas que operan en Sistemas Medianos presentarán a la Comisión el resultado de los estudios técnicos de los mismos, indicando los planes de expansión, los costos por segmento y las fórmulas de indexación propuestas;
- 2) Que, en cumplimiento del plazo señalado en el artículo 177° de la Ley recién citado, mediante carta individualizada en el literal g) de vistos, las empresas SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica de Aysén S.A. presentaron los Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó y Hornopirén, los que fueron observados por esta Comisión a través de carta referida en el literal h) de vistos;
- 3) Que, en atención a las observaciones realizadas, mediante carta individualizada en el literal i) de vistos, las empresas SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica de Aysén S.A. presentaron una nueva versión de los Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena y Cochamó, los que fueron recibidos conforme por esta Comisión con fecha 25 de mayo de 2018, por medio de carta individualizada en el literal j) de vistos;
- 4) Que, en cumplimiento de lo dispuesto en el inciso quinto del artículo 177° de la Ley, mediante Resolución Exenta N° 611 individualizada en el literal k) de vistos, esta Comisión aprobó el Informe Técnico de

Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena;

- 5) Que, a través de las comunicaciones señaladas en los literales l) a p) de vistos, las empresas ahí individualizadas presentaron observaciones al Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena, solicitando su consideración en el referido informe;
- 6) Que, conforme a lo dispuesto en el inciso primero del artículo 178° de la Ley, junto con el envío del Informe Técnico Definitivo de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena, esta Comisión debe remitir al Ministerio de Energía un informe que se pronuncie sobre todas las observaciones presentadas oportunamente durante el proceso de tarificación; y,
- 7) Que, atendido lo expuesto en el numeral 6) anterior, mediante el presente acto, esta Comisión aprueba el informe que contiene las respuestas a las observaciones planteadas respecto del Informe Técnico a que se refiere el literal k) de vistos.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO: Apruébase informe de respuestas a observaciones formuladas al Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistemas Medianos de Aysén, Palena y General Carrera, aprobado mediante Resolución Exenta N° 611, de 27 de agosto de 2018, de conformidad a lo dispuesto en el inciso primero del artículo 178° de la Ley, cuyo contenido íntegro se señala a continuación:

Respuestas de la Comisión Nacional de Energía a observaciones presentadas al Informe Técnico del de Estudio de Planificación y Tarifación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 611, de 27 de agosto de 2018

Conforme a lo establecido en el inciso final del artículo 177° de la Ley y el artículo 43 del Reglamento de Sistemas Medianos, con fecha 20 de septiembre de 2018, Empresa Eléctrica de Aysén S.A, Empresa Eléctrica San Víctor SpA, Novotempo Energía Aysén SpA, Asesorías e Inversiones Grupo AQM Ltda. y Central Hidroeléctrica Candelaria SpA, comunicaron a esta Comisión sus observaciones al Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarifación de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena y General Carrera, aprobado mediante Resolución Exenta N° 611 de la Comisión, de 27 de agosto de 2018.

Mediante el presente documento y, en concordancia con los plazos y etapas establecidas en la Ley y Reglamento de Sistemas Medianos, la Comisión da respuesta a las observaciones a que hace referencia el párrafo anterior.

Empresa Eléctrica de Aysén S.A.

Observación N° 1:

Título Observación	Observación	Propuesta																								
Homologación del personal operador de centrales	<p>Para valorizar el personal de la empresa modelada en los IT, CNE utiliza la encuesta de remuneraciones de PricewaterhouseCoopers, realizando una homologación de los cargos según la descripción de estos.</p> <p>Específicamente, respecto de los cargos de Jefe de Central y Operador de Central, ello fueron homologados a los cargos Operador I y Operador II, respectivamente. Estos cargos tienen los siguientes niveles de remuneración mensual según la mencionada encuesta de remuneraciones:</p> <p align="center">Tabla A1.1: Homologación cargos</p> <table border="1" data-bbox="459 1354 1037 1457"> <thead> <tr> <th>Cargo CNE</th> <th>Homologación PwC</th> <th>Remuneración Mensual PwC (\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Jefe Central</td> <td>Operador I</td> <td>836.000</td> </tr> <tr> <td>Operador Central</td> <td>Operador II</td> <td>745.058</td> </tr> </tbody> </table> <p>Al comparar los niveles de remuneración con los costos efectivos para EDELAYSEN, informados a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) como parte del proceso anual de información de Costos de Explotación (versión 2017) y debidamente corregidos a diciembre 2016, los costos considerados en el IT son inferiores hasta en un 55%. La tabla siguiente muestra los valores promedio por cargo. Se adjunta el detalle de las remuneraciones informadas a SEC en la hoja "A1. Rem. Edelayesen Cexpl2017" del archivo Excel "Obs. IT SSMM Cochamó.xlsx".</p> <p align="center">Tabla A1.2: Remuneración mensual, EDELAYSEN 2016</p> <table border="1" data-bbox="459 1701 1037 1818"> <thead> <tr> <th>Cargo</th> <th>Registros</th> <th>Rem. \$ dic 2016</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Jefe de Central Gx.</td> <td>39</td> <td>1.854.224</td> </tr> <tr> <td>Operador de Centrales y Sist. Eléctricos I</td> <td>48</td> <td>1.840.679</td> </tr> <tr> <td>Operador de Centrales y Sist. Eléct. II</td> <td>102</td> <td>1.227.406</td> </tr> <tr> <td>Total general</td> <td>189</td> <td>1.512.501</td> </tr> </tbody> </table>	Cargo CNE	Homologación PwC	Remuneración Mensual PwC (\$)	Jefe Central	Operador I	836.000	Operador Central	Operador II	745.058	Cargo	Registros	Rem. \$ dic 2016	Jefe de Central Gx.	39	1.854.224	Operador de Centrales y Sist. Eléctricos I	48	1.840.679	Operador de Centrales y Sist. Eléct. II	102	1.227.406	Total general	189	1.512.501	Se solicita homologar a los Jefes de Central como Jefe de Producción y a los Operarios de Central como Operario de Energía I.
Cargo CNE	Homologación PwC	Remuneración Mensual PwC (\$)																								
Jefe Central	Operador I	836.000																								
Operador Central	Operador II	745.058																								
Cargo	Registros	Rem. \$ dic 2016																								
Jefe de Central Gx.	39	1.854.224																								
Operador de Centrales y Sist. Eléctricos I	48	1.840.679																								
Operador de Centrales y Sist. Eléct. II	102	1.227.406																								
Total general	189	1.512.501																								



<p>De las tablas anterior, es posible observar que la homologación considerada en el IT no permite dar cuenta de los costos efectivos que requieren las labores propias de los cargos en cuestión, para personal que deben emplazarse en las zonas de operación de los Sistemas Medianos, en donde debe realizar labores especializadas y con la capacidad de asegurar el funcionamiento continuo de las unidades generadoras en condiciones muchas veces adversas.</p> <p>A mayor abundamiento, a continuación, se presenta la comparación entre los cargos de Operador I y Jefe de Producción:</p>																	
<table border="1"><thead><tr><th>Cargo PwC</th><th>Área PwC</th><th>Subárea PwC</th><th>Clasificación</th><th>Descripción PwC</th></tr></thead><tbody><tr><td>Operador I</td><td>Producción / Operaciones Técnicas</td><td>Producción</td><td>Operarios</td><td>Trabajador altamente especializado en la operación de las principales maquinarias equipos o sistemas de gran complejidad de la empresa. Generalmente debe recibir capacitación específica para la realización de sus funciones. Controla además el adecuado funcionamiento del equipo que opera. Puede eventualmente supervisar las tareas de otros operadores. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años, o estudios específicos de más de un año de duración, con experiencia superior a tres años.</td></tr><tr><td>Jefe de Producción</td><td>Producción / Operaciones Técnicas</td><td>Producción</td><td>Operarios</td><td>Responsable de la operación de una planta de producción de la empresa. Supervisa el desarrollo del proceso productivo y operativo, velando por el cumplimiento de los volúmenes de producción, calidad del producto, costo de fabricación, plazo de entrega. Depende del Subgerente de Producción. Se requiere profesional licenciado, con experiencia superior a 6 años. Puede supervisar hasta 100 personas.</td></tr></tbody></table>			Cargo PwC	Área PwC	Subárea PwC	Clasificación	Descripción PwC	Operador I	Producción / Operaciones Técnicas	Producción	Operarios	Trabajador altamente especializado en la operación de las principales maquinarias equipos o sistemas de gran complejidad de la empresa. Generalmente debe recibir capacitación específica para la realización de sus funciones. Controla además el adecuado funcionamiento del equipo que opera. Puede eventualmente supervisar las tareas de otros operadores. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años, o estudios específicos de más de un año de duración, con experiencia superior a tres años.	Jefe de Producción	Producción / Operaciones Técnicas	Producción	Operarios	Responsable de la operación de una planta de producción de la empresa. Supervisa el desarrollo del proceso productivo y operativo, velando por el cumplimiento de los volúmenes de producción, calidad del producto, costo de fabricación, plazo de entrega. Depende del Subgerente de Producción. Se requiere profesional licenciado, con experiencia superior a 6 años. Puede supervisar hasta 100 personas.
Cargo PwC	Área PwC	Subárea PwC	Clasificación	Descripción PwC													
Operador I	Producción / Operaciones Técnicas	Producción	Operarios	Trabajador altamente especializado en la operación de las principales maquinarias equipos o sistemas de gran complejidad de la empresa. Generalmente debe recibir capacitación específica para la realización de sus funciones. Controla además el adecuado funcionamiento del equipo que opera. Puede eventualmente supervisar las tareas de otros operadores. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años, o estudios específicos de más de un año de duración, con experiencia superior a tres años.													
Jefe de Producción	Producción / Operaciones Técnicas	Producción	Operarios	Responsable de la operación de una planta de producción de la empresa. Supervisa el desarrollo del proceso productivo y operativo, velando por el cumplimiento de los volúmenes de producción, calidad del producto, costo de fabricación, plazo de entrega. Depende del Subgerente de Producción. Se requiere profesional licenciado, con experiencia superior a 6 años. Puede supervisar hasta 100 personas.													
<p>Tal como puede apreciarse, respecto de la especialización en la operación de una máquina específica del Operador I, el Jefe de Producción está capacitado para la supervisión de personas, cumplimiento de volúmenes producidos, calidad del producto, costos de producción y plazos para su entrega.</p> <p>Si además, se considera que tal como para la CNE el Operador II es de un rango un poco menor al Operador I, asimismo lo es, el Operador de Central respecto del Jefe de Central. Entonces, con respecto al Jefe de Producción, el cargo anterior en cuanto a condiciones técnicas, podría ser cubierto por el Operador de Energía I.</p>																	

Respuesta CNE:

Se acoge parcialmente la observación. La homologación del cargo Jefe Central se modifica, sustituyéndola por la de Supervisor de Producción I. En el caso de los operarios de las centrales, se mantiene la homologación realizada por esta Comisión.

Observación N° 2:

Título Observación	Observación	Propuesta
Factor de reducción de riesgos	Los IT realizan una serie de supuestos relacionados con situaciones de escasas hidrológica, eólica, falla de centrales y consideraciones de características técnico-económicas informadas para proyectos de terceros, entre otros. En caso de que alguno de esos supuestos no se cumpla, los resultados de costos resultantes del	Se solicita la incorporación de un factor de ajuste para reflejar sobrecostos extraordinarios producto de la desviación de los supuestos de los IT.



	<p>Estudio perderían validez, pudiendo no representar la situación de abastecimiento y costos reales de la operación del sistema. Las posibles desviaciones que se podrían observar son:</p> <ul style="list-style-type: none">• Hidrologías secas o escasez de viento, con probabilidad de ocurrencia menor al 5%. Esta situación ocurrió recientemente el año 2016 en el Sistema de Aysén y se podría repetir.• Fallas prolongadas por sobre la duración habitual de un mantenimiento, retraso en la puesta en servicio o no construcción de los proyectos de terceros, debido a falla de equipos, dificultades constructivas, permisos o decisiones de privados que no están en la obligación de ejecutar sus obras. <p>Aun cuando ello pudiera activar la alternativa de solicitar un estudio interperíodo que dé cuenta de las desviaciones respecto de los supuestos del estudio original, el que puede tomar un tiempo de duración relevante con respecto a la duración de las condiciones que se alejan del estudio original, se propone como una medida de corto plazo y alternativa a la realización del estudio interperíodo, el empleo de un factor de ajuste en caso de hidrologías secas, escasez de viento, falla prolongada o retraso/inexistencia de proyectos. Este factor de ajuste debe verificar que los ingresos recibidos para pagar el sobre costo de generación adicional con diésel no difieran en más de un cierto porcentaje de los costos por generación con diésel del estudio original. Dentro de los costos a considerar se incluye el costo variable combustible y costo variable no combustible. En esos casos, la tarifa futura pudiera ajustarse, de manera permanente o transitoria, según corresponda, para reflejar este mayor costo.</p> <p>Adicionalmente, para evitar alzas excesivas de tarifa, se podría limitar el valor del factor de ajuste a 10%, dejando los remanentes de costos pendientes para un siguiente período semestral de ajuste, con ocasión de la indexación periódica de costos. Así, la aplicación de este factor queda sujeta a consideración de la propia CNE.</p>	
--	--	--

Respuesta CNE:

Se acoge parcialmente la observación. Se incorpora un coeficiente de corrección para el cálculo del precio de la energía en caso de presentarse situaciones de sequía en los sistemas de Aysén, Palena y General Carrera.



Observación N° 3:

Título Observación	Observación	Propuesta
Factor de repartición de ingresos	Los IT consideran un factor de repartición de ingresos entre los distintos operadores de Sistemas Medianos. Sin embargo, no se especifica desde qué momento se aplica dicho factor, siendo, a nuestro entender, desde la entrada en servicio del nuevo operador. Asimismo, tampoco se especifican factores cuando en un sistema con más de un operador, entra un tercero durante el cuadrinio de tarificación, tal como sería el caso del Sistema Homopirén.	Establecer en el IT que el factor de repartición de ingresos aplica desde la puesta en servicio de la instalación del tercero entrante, junto con determinar un factor para todas las combinaciones posibles de operadores del respectivo sistema.

Respuesta CNE:

Se acoge parcialmente la observación. Se determinan factores de repartición de ingresos para dos periodos, previo y con posterioridad a la entrada en operación de la Central Hidroeléctrica San Víctor.

Observación N° 4:

Título Observación	Observación	Propuesta
Infraestructura asociada a las Centrales	<p>En los IT del proceso tarifario en curso no se incluye una componente de infraestructura de las centrales asociada a edificios y otros que fuera incluida en los IT del proceso tarifario del año 2014.</p> <p>En efecto, como resultado de revisar las planillas del proceso 2018 denominadas "Rev Instalaciones Existentes Diesel.xlsx" y "Rev Instalaciones Existentes Eolico - Hidro.xlsx", ambas en la hoja "Inventario_rev" y compararlas con las planillas del proceso 2014 denominadas "COMA Edelayesen_CNE.xlsx" y "COMA Cochamo y Homopiren_ByA.xlsx" ambas en la hoja "Inventario_rev", es posible constatar que existe una serie de elementos que no han sido incluidos. Tampoco han sido incluidos en planillas de gastos del proceso en curso, denominadas "COMA_CTLP.xlsm" y "COMA_CTLP_C-H.xlsm". Los elementos en cuestión están relacionados, entre otros, con:</p> <ul style="list-style-type: none">• Caminos• Casa de máquinas• Cierros• Estanques de combustible• Herramientas <p>Por otra parte, se comparó el recargo de "Obras Civiles y Materiales" el cuál fue calculado en los IT del año 2018 con los elementos valorizados de las hojas</p>	Se solicita incorporar los elementos de inventario de las centrales no considerados dentro del recargo de "Obras Civiles y Materiales".



	"Inventario_rev", constatando que los elementos listados anteriormente no forman parte de dicho recargo.	
--	--	--

Respuesta CNE:

Se acoge la observación.

Observación N° 5:

Título Observación	Observación	Propuesta																					
Pérdidas entre generación bruta y neta	<p>De la revisión de los antecedentes de los IT se observa una subvaloración de la pérdida de transformación y consumos propios para relacionar la generación neta (inyectada a los sistemas de transmisión o distribución, según sea el caso) a generación bruta (en bornes del generador).</p> <p>A partir de la energía generada en 2017, indicada en los archivos "Cálculo CNE - CTLP SM.xlsx" de cada sistema, en la hoja "SM - CNE - CTLP", junto con la proyección de ventas anuales del archivo "Proyección Demanda SM.xlsx", se determinaron las pérdidas de generación consideradas por la Comisión, las cuales se contrastan con las pérdidas obtenidas a partir de los datos de generación bruta y venta real de la empresa generadora, en la siguiente tabla.</p> <table border="1"><thead><tr><th colspan="3">Pérdidas Generación [%]</th></tr><tr><th>Sistema</th><th>IT CNE</th><th>G. SAESA</th></tr></thead><tbody><tr><td>Cochamó</td><td>0,0%</td><td>1,43%</td></tr><tr><td>Homopirén</td><td>0,0%</td><td>1,78%</td></tr><tr><td>Palena</td><td>0,0%</td><td>2,26%</td></tr><tr><td>Carrera</td><td>0,0%</td><td>3,00%</td></tr><tr><td>Aysén</td><td>2,6%</td><td>4,14%</td></tr></tbody></table>	Pérdidas Generación [%]			Sistema	IT CNE	G. SAESA	Cochamó	0,0%	1,43%	Homopirén	0,0%	1,78%	Palena	0,0%	2,26%	Carrera	0,0%	3,00%	Aysén	2,6%	4,14%	Se solicita que para determinar la generación bruta se considere como pérdida los valores reales del año 2017 de los respectivos Sistemas Medianos.
Pérdidas Generación [%]																							
Sistema	IT CNE	G. SAESA																					
Cochamó	0,0%	1,43%																					
Homopirén	0,0%	1,78%																					
Palena	0,0%	2,26%																					
Carrera	0,0%	3,00%																					
Aysén	2,6%	4,14%																					

Respuesta CNE:

Se acoge la observación.



Observación N° 6:

Título Observación	Observación	Propuesta																												
<p>Costos fijos y costos de personal</p>	<p>En los IT del año 2018 se incluye un nivel de Costos de Operación y Mantenimiento, desglosados como Costos Fijos y Costos de personal, un 37% inferior a los valores del IT del año 2014. La tabla siguiente muestra los niveles de costos fijos y personal considerados en los informes técnicos de los años 2014 y 2018. Los valores del IT del año 2014 fueron actualizados por IPC a diciembre 2016.</p> <table border="1" data-bbox="440 562 1060 726"> <thead> <tr> <th>Mill \$ dic 2016</th> <th>IT 2014</th> <th>IT 2018</th> <th>Δ %</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Costos Fijos</td> <td>2.049</td> <td>1.240</td> <td>-39%</td> </tr> <tr> <td>Costos de Personal Propio</td> <td>3.223</td> <td>2.070</td> <td>-36%</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>5.272</td> <td>3.310</td> <td>-37%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Respecto a los costos de personal, el IT del año 2014 considera a 121 personas asignadas a Sistemas Medianos, mientras que el IT del año 2018 solo considera a 108 personas, entre personal propio y contratista. La cuenta de la cantidad de personas fue realizada considerando el porcentaje de asignación de dicha persona al Sistema Mediano.</p> <p>La siguiente tabla muestra una comparación de la cantidad de personal propio y contratista y sus costos asociados entre los IT del año 2014 e IT del año 2018:</p> <table border="1" data-bbox="459 970 1040 1134"> <thead> <tr> <th>Proceso</th> <th>Cantidad</th> <th>Costo anual Mill \$</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>IT 2014</td> <td>121</td> <td>2.143</td> </tr> <tr> <td>IT 2018</td> <td>108</td> <td>1.710</td> </tr> <tr> <td>Δ %</td> <td>-10%</td> <td>-20%</td> </tr> </tbody> </table> <p>La diferencia de personal se explicaría por:</p> <ol style="list-style-type: none"> El IT del año 2018 no considera funciones centralizadas relacionadas con materias Legales, Abastecimiento, Planificación, relación con terceros y el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), facturación, Comunicaciones y Comunidades, Medio Ambiente, entre otros. No se considera personal operario en algunas centrales. En efecto, el IT del año 2018 considera sólo personal operario en las centrales El Traro, Aysén Hidro, Río Azul, Tehuelche, Cuchildeo y Cochamó, faltando operadores en las siguientes centrales: <ul style="list-style-type: none"> Centrales Diésel Sistema Aysén (Puerto Aysén, Mañihuales, Ibañez). Central Lago Atravesado. Central Monreal. Centrales Diésel General Carrera (Carrera, Chile Chico). Centrales Diésel Palena (Futaleufú, Lago Verde, Palena, Santa Bárbara, Puyuhuapi, La Junta). Costo adicional por generación en Isla Sistema Palena. Central Hornopirén. No se considera un despacho centralizado en régimen de turnos para el sistema Aysén que coordine la operación de las distintas centrales con distintas tecnologías, una importante línea de transmisión, varios polos de generación y demanda, próxima a incluir varias empresas operadoras, todo emplazado en un territorio extenso. 	Mill \$ dic 2016	IT 2014	IT 2018	Δ %	Costos Fijos	2.049	1.240	-39%	Costos de Personal Propio	3.223	2.070	-36%	Total	5.272	3.310	-37%	Proceso	Cantidad	Costo anual Mill \$	IT 2014	121	2.143	IT 2018	108	1.710	Δ %	-10%	-20%	<p>Se solicita considerar en la estructura del personal centralizado todas las funciones para operar los Sistemas Medianos. Adicionalmente, se solicita personal operario en todas las centrales del sistema, junto con un despacho en régimen de turnos en el sistema Aysén.</p>
Mill \$ dic 2016	IT 2014	IT 2018	Δ %																											
Costos Fijos	2.049	1.240	-39%																											
Costos de Personal Propio	3.223	2.070	-36%																											
Total	5.272	3.310	-37%																											
Proceso	Cantidad	Costo anual Mill \$																												
IT 2014	121	2.143																												
IT 2018	108	1.710																												
Δ %	-10%	-20%																												

Respuesta CNE:

Se acoge parcialmente la observación. Se agregan cargos adicionales en la oficina central para considerar algunas de las funciones descritas por la empresa, tales como un Asesor Legal, Jefe Sección Abastecimiento, Periodista, Jefe Departamento Comunicaciones y RSE, Planificador de Operación de Centrales y Supervisor Electricista.

Observación N° 7:

Título Observación	Observación	Propuesta																																																																																																			
<p>Valorización de central hidroeléctrica MONREAL, Sistema Aysén.</p>	<p>El IT del sistema Aysén considera la entrada de la central hidroeléctrica Monreal de 3 MW el año 2017 a un costo medio de 2.049 USD/kW incluyendo terreno y 1.924 USD/kW sin considerarlo. Este valor es un 24,8% inferior al valor vigente de 2.557 USD/kW, y 38,4% inferior al valor real de inversión de 2.683 USD/kW, ambos actualizados a diciembre 2016.</p> <p>Por otra parte, el IT considera la entrada de la central hidroeléctrica San Víctor de 3 MW el año 2021 a un costo medio de 3.732 USD/kW. La Central San Víctor es equivalente en tecnología, tamaño y ubicación relativa respecto de Coyhaique, que la central Monreal, razón por lo que no se explican las desviaciones del valor entre ambas.</p> <p>La tabla siguiente muestra la comparación de los distintos valores (en USD) para la central Monreal y la central San Víctor (sin terrenos ni línea de conexión):</p> <p>Tabla B1.1: Comparación de los valores de inversión de Monreal, IT 2014 vs IT 2018</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Capacidad MW</th> <th>Costo Real 2012</th> <th>Costo Real 2012 indexado 2016 (**)</th> <th>IT 2014 sin indexar</th> <th>IT 2014 index 2016 (*)</th> <th>IT 2018</th> <th>San Víctor</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Monreal</td> <td>3,0</td> <td>9.364.206</td> <td>8.048.257</td> <td>8.923.663</td> <td>7.669.623</td> <td>5.770.880</td> <td>11.158.785</td> </tr> <tr> <td>Cme (USD/kW)</td> <td>3,0</td> <td>3.121</td> <td>2.683</td> <td>2.975</td> <td>2.557</td> <td>1.924</td> <td>3.720</td> </tr> </tbody> </table> <p>(*) Se asume que el equipo CIF se indexa a CPL y el resto de recargos a IPC. (**) Para efectos de comparación se asume igual estructura de recargos que el IT del año 2014.</p> <p>Al comparar cada uno de los recargos, las mayores bajas se observan en los recargos de Montaje Mecánico (-92%), Obras Civiles + Materiales (-37%) y Puesta en Marcha (-90%), según se observa en la siguiente tabla. La caída del total de los recargos es de un 27%.</p> <p>Tabla B1.2: Comparación de los recargos de Monreal, IT 2014 vs IT 2018 Miles USD 2016</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Valor FOB</th> <th>Fletes</th> <th>Seguros</th> <th>Valor CIF</th> <th>Flete SMM</th> <th>Montaje Mecánico</th> <th>Montaje Eléctrico</th> <th>Obras Civiles + Materiales</th> <th>Ingeniería</th> <th>Puesta en Marcha</th> <th>Gastos Generales</th> <th>Valor Instalado</th> <th>Intereses Intermedios</th> <th>Valor FINAL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>IT 2018</td> <td>1.125,4</td> <td>28,1</td> <td>16,0</td> <td>1.137,7</td> <td>162,7</td> <td>44,2</td> <td>422,6</td> <td>2.243,5</td> <td>706,8</td> <td>37,2</td> <td>805,0</td> <td>5.559,6</td> <td>211,3</td> <td>5.770,9</td> </tr> <tr> <td>IT 2014</td> <td>1.214,5</td> <td>43,2</td> <td>17,3</td> <td>1.274,9</td> <td>226,6</td> <td>640,7</td> <td>428,1</td> <td>4.286,2</td> <td>475,1</td> <td>456,1</td> <td>819,1</td> <td>8.606,8</td> <td>316,8</td> <td>8.923,7</td> </tr> <tr> <td>IT 2014 index 2016</td> <td>1.273,2</td> <td>45,3</td> <td>18,1</td> <td>1.336,6</td> <td>187,7</td> <td>530,5</td> <td>354,5</td> <td>3.548,9</td> <td>393,4</td> <td>377,7</td> <td>678,2</td> <td>7.407,3</td> <td>282,3</td> <td>7.689,6</td> </tr> <tr> <td>Índice 2016/2014</td> <td>-12%</td> <td>-38%</td> <td>-12%</td> <td>-15%</td> <td>-13%</td> <td>-92%</td> <td>13%</td> <td>-37%</td> <td>80%</td> <td>-90%</td> <td>19%</td> <td>-25%</td> <td>-19%</td> <td>-25%</td> </tr> </tbody> </table> <p>A mayor abundamiento, los recargos considerados en el estudio "Determinación de los Valores Nuevos de Reemplazo (VNR) de las Centrales Hidroeléctricas de Edelaysen" realizado por POCH en febrero 2018, tiene considerado un total de recargos de 9,6 Mill USD, superior a los IT de los años 2014 y 2018. La consultora POCH cuenta con una vasta experiencia en ingeniería de centrales hidroeléctricas, además de haber participado directamente en la ingeniería de las centrales de Edelaysen.</p>		Capacidad MW	Costo Real 2012	Costo Real 2012 indexado 2016 (**)	IT 2014 sin indexar	IT 2014 index 2016 (*)	IT 2018	San Víctor	Monreal	3,0	9.364.206	8.048.257	8.923.663	7.669.623	5.770.880	11.158.785	Cme (USD/kW)	3,0	3.121	2.683	2.975	2.557	1.924	3.720		Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SMM	Montaje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Valor Instalado	Intereses Intermedios	Valor FINAL	IT 2018	1.125,4	28,1	16,0	1.137,7	162,7	44,2	422,6	2.243,5	706,8	37,2	805,0	5.559,6	211,3	5.770,9	IT 2014	1.214,5	43,2	17,3	1.274,9	226,6	640,7	428,1	4.286,2	475,1	456,1	819,1	8.606,8	316,8	8.923,7	IT 2014 index 2016	1.273,2	45,3	18,1	1.336,6	187,7	530,5	354,5	3.548,9	393,4	377,7	678,2	7.407,3	282,3	7.689,6	Índice 2016/2014	-12%	-38%	-12%	-15%	-13%	-92%	13%	-37%	80%	-90%	19%	-25%	-19%	-25%	<p>Se solicita considerar al menos el valor de inversión de la central Monreal a sus valores vigentes del IT del año 2014 debidamente actualizados, reconsiderando los valores de Montaje Mecánico, Obras Civiles + Materiales y Puesta en servicio.</p>
	Capacidad MW	Costo Real 2012	Costo Real 2012 indexado 2016 (**)	IT 2014 sin indexar	IT 2014 index 2016 (*)	IT 2018	San Víctor																																																																																														
Monreal	3,0	9.364.206	8.048.257	8.923.663	7.669.623	5.770.880	11.158.785																																																																																														
Cme (USD/kW)	3,0	3.121	2.683	2.975	2.557	1.924	3.720																																																																																														
	Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SMM	Montaje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Valor Instalado	Intereses Intermedios	Valor FINAL																																																																																							
IT 2018	1.125,4	28,1	16,0	1.137,7	162,7	44,2	422,6	2.243,5	706,8	37,2	805,0	5.559,6	211,3	5.770,9																																																																																							
IT 2014	1.214,5	43,2	17,3	1.274,9	226,6	640,7	428,1	4.286,2	475,1	456,1	819,1	8.606,8	316,8	8.923,7																																																																																							
IT 2014 index 2016	1.273,2	45,3	18,1	1.336,6	187,7	530,5	354,5	3.548,9	393,4	377,7	678,2	7.407,3	282,3	7.689,6																																																																																							
Índice 2016/2014	-12%	-38%	-12%	-15%	-13%	-92%	13%	-37%	80%	-90%	19%	-25%	-19%	-25%																																																																																							



Respuesta CNE:

Se acoge parcialmente la observación. Se revisó y modificó la valorización de los recargos de la Central Monreal.

Observación N° 8:

Título Observación	Observación	Propuesta																																																																					
Respaldo térmico sistema Aysén	<p>El IT tiene considerado para el 2018 un parque de 16 MW en generación térmica, respetando el resto del parque de generación hidro y eólico de Aysén. Sin embargo, considerando situaciones de extrema sequía, como lo ocurrido el año 2016, la tarificación debiese considerar un respaldo diésel u otra capacidad a firme que permita dar respaldo ante situaciones de sequía o escasez de viento.</p> <p>En efecto, durante la sequía del año 2016, se instaló capacidad de generación térmica por sobre el monto de la Demanda Máxima, para efectos de permitir los mantenimientos y fallas inesperadas principalmente de centrales "rápidas", no diseñadas para operar en condición de base, tal como ocurre con máquinas "lentas":</p> <p>Tabla B2.1: Situación previa a la Sequía (Enero 2016)</p> <table border="1"><thead><tr><th>NOMBRE CENTRAL</th><th>UNIDAD</th><th>POTENCIA NETA TOTAL MW</th></tr></thead><tbody><tr><td>TEHUELICHE</td><td>G-5101</td><td>1,92</td></tr><tr><td>TEHUELICHE</td><td>G-5102</td><td>1,92</td></tr><tr><td>TEHUELICHE</td><td>G-5103</td><td>2,35</td></tr><tr><td>TEHUELICHE</td><td>G-5104</td><td>0,71</td></tr><tr><td>TEHUELICHE</td><td>G-5142</td><td>1,83</td></tr><tr><td>TEHUELICHE</td><td>G-5544</td><td>1,40</td></tr><tr><td>TEHUELICHE</td><td>G-5147</td><td>1,60</td></tr><tr><td>CHACABUCO</td><td>G-5611</td><td>2,50</td></tr><tr><td>CHACABUCO</td><td>G-5545</td><td>1,40</td></tr><tr><td>CHACABUCO</td><td>G-5546</td><td>1,40</td></tr><tr><td>CHACABUCO</td><td>G-5112</td><td>1,20</td></tr><tr><td>CHACABUCO</td><td>G-5113</td><td>1,20</td></tr><tr><td>CHACABUCO</td><td>G-5148</td><td>1,60</td></tr><tr><td>AYSEN TÉRMICO</td><td>G-5114</td><td>1,20</td></tr><tr><td>PUERTO IBAÑEZ</td><td>G-5128</td><td>0,16</td></tr><tr><td>Nueva PUERTO IBAÑEZ (**)</td><td>por asignar</td><td>0,36</td></tr><tr><td>MAÑIHUALES</td><td>G-5532</td><td>0,83</td></tr><tr><td>Total</td><td></td><td>23,56</td></tr></tbody></table> <p>Tabla B2.2: Situación durante la Sequía (Julio 2016)</p> <table border="1"><thead><tr><th>NOMBRE CENTRAL</th><th>UNIDAD</th><th>POTENCIA NETA TOTAL MW</th></tr></thead><tbody><tr><td>TEHUELICHE</td><td>G-5101</td><td>1,92</td></tr><tr><td>TEHUELICHE</td><td>G-5102</td><td>1,92</td></tr><tr><td>TEHUELICHE</td><td>G-5103</td><td>2,35</td></tr></tbody></table>	NOMBRE CENTRAL	UNIDAD	POTENCIA NETA TOTAL MW	TEHUELICHE	G-5101	1,92	TEHUELICHE	G-5102	1,92	TEHUELICHE	G-5103	2,35	TEHUELICHE	G-5104	0,71	TEHUELICHE	G-5142	1,83	TEHUELICHE	G-5544	1,40	TEHUELICHE	G-5147	1,60	CHACABUCO	G-5611	2,50	CHACABUCO	G-5545	1,40	CHACABUCO	G-5546	1,40	CHACABUCO	G-5112	1,20	CHACABUCO	G-5113	1,20	CHACABUCO	G-5148	1,60	AYSEN TÉRMICO	G-5114	1,20	PUERTO IBAÑEZ	G-5128	0,16	Nueva PUERTO IBAÑEZ (**)	por asignar	0,36	MAÑIHUALES	G-5532	0,83	Total		23,56	NOMBRE CENTRAL	UNIDAD	POTENCIA NETA TOTAL MW	TEHUELICHE	G-5101	1,92	TEHUELICHE	G-5102	1,92	TEHUELICHE	G-5103	2,35	Se solicita considerar al menos un parque de 23MW térmico en el sistema de Aysén.
NOMBRE CENTRAL	UNIDAD	POTENCIA NETA TOTAL MW																																																																					
TEHUELICHE	G-5101	1,92																																																																					
TEHUELICHE	G-5102	1,92																																																																					
TEHUELICHE	G-5103	2,35																																																																					
TEHUELICHE	G-5104	0,71																																																																					
TEHUELICHE	G-5142	1,83																																																																					
TEHUELICHE	G-5544	1,40																																																																					
TEHUELICHE	G-5147	1,60																																																																					
CHACABUCO	G-5611	2,50																																																																					
CHACABUCO	G-5545	1,40																																																																					
CHACABUCO	G-5546	1,40																																																																					
CHACABUCO	G-5112	1,20																																																																					
CHACABUCO	G-5113	1,20																																																																					
CHACABUCO	G-5148	1,60																																																																					
AYSEN TÉRMICO	G-5114	1,20																																																																					
PUERTO IBAÑEZ	G-5128	0,16																																																																					
Nueva PUERTO IBAÑEZ (**)	por asignar	0,36																																																																					
MAÑIHUALES	G-5532	0,83																																																																					
Total		23,56																																																																					
NOMBRE CENTRAL	UNIDAD	POTENCIA NETA TOTAL MW																																																																					
TEHUELICHE	G-5101	1,92																																																																					
TEHUELICHE	G-5102	1,92																																																																					
TEHUELICHE	G-5103	2,35																																																																					



TEHUELCHE	G-5104	0,71
TEHUELCHE	G-5544	1,40
TEHUELCHE	G-5147	1,60
TEHUELCHE PROVISORIA	G-5716	0,80
TEHUELCHE PROVISORIA	G-5693	0,80
TEHUELCHE PROVISORIA	G-5643	1,60
TEHUELCHE PROVISORIA	G-5642	1,40
TEHUELCHE PROVISORIA	G-5641	1,40
TEHUELCHE	G5736	1,60
CHACABUCO	G-5611	2,50
CHACABUCO	G-5545	1,40
CHACABUCO	G-5546	1,40
CHACABUCO	G-5112	1,20
CHACABUCO	G-5113	1,20
CHACABUCO	G-5148	1,60
AYSEN TÉRMICO	G-5114	1,20
AYSEN TÉRMICO PROVISORIA	G-5657	1,40
PUERTO IBAÑEZ	G-5128	0,16
Nueva PUERTO IBAÑEZ (**)	G5733	0,36
MAÑIHUALES	G-5532	0,83
Total		30,73

Respuesta CNE:

Se rechaza la observación. El dimensionamiento del parque se realizó en base a una hidrología esperada en función de la información histórica disponible.

Observación N° 9:

Título Observación	Observación	Propuesta																																																							
Despacho térmico Sistemas Aysén y Palena	<p>B3.1 Sistema Aysén:</p> <p>En el IT del año 2018, se puede apreciar que los factores de planta eólicos e hidráulicos considerados en la proyección de generación resultan elevados con respecto a lo que es posible observar en la realidad. Respecto a Alto Baguales, se espera que, en régimen permanente, el factor de planta sea de 0,28.</p> <p>Tabla B3.1a: Factores de Planta proyectados Sistema Aysén</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Capacidad (MW)</th> <th colspan="7">Generación IT 2018 (GWh)</th> <th rowspan="2">fp</th> </tr> <tr> <th>2017</th> <th>2018</th> <th>2019</th> <th>2020</th> <th>2021</th> <th>2022</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Aysén</td> <td>38,1</td> <td>38,3</td> <td>38,4</td> <td>38,5</td> <td>35,7</td> <td>34,7</td> <td>0,64</td> </tr> <tr> <td>Lago Atravesado</td> <td>50,6</td> <td>50,6</td> <td>50,6</td> <td>50,6</td> <td>50,6</td> <td>50,6</td> <td>0,53</td> </tr> <tr> <td>Monreal</td> <td>12,7</td> <td>12,7</td> <td>12,7</td> <td>12,7</td> <td>12,7</td> <td>12,7</td> <td>0,48</td> </tr> <tr> <td>Alto Baguales</td> <td>10,8</td> <td>11,0</td> <td>11,3</td> <td>11,5</td> <td>9,9</td> <td>9,0</td> <td>0,32</td> </tr> <tr> <td>San Victor(*)</td> <td>0,0</td> <td>0,0</td> <td>0,0</td> <td>0,0</td> <td>9,7</td> <td>20,5</td> <td>0,78</td> </tr> </tbody> </table> <p>(*) Promedio 2022.</p>	Capacidad (MW)	Generación IT 2018 (GWh)							fp	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Aysén	38,1	38,3	38,4	38,5	35,7	34,7	0,64	Lago Atravesado	50,6	50,6	50,6	50,6	50,6	50,6	0,53	Monreal	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	0,48	Alto Baguales	10,8	11,0	11,3	11,5	9,9	9,0	0,32	San Victor(*)	0,0	0,0	0,0	0,0	9,7	20,5	0,78	Se solicita revisar los factores de planta eólicos e hidráulicos acorde a los observados con datos reales.
Capacidad (MW)	Generación IT 2018 (GWh)							fp																																																	
	2017	2018	2019	2020	2021	2022																																																			
Aysén	38,1	38,3	38,4	38,5	35,7	34,7	0,64																																																		
Lago Atravesado	50,6	50,6	50,6	50,6	50,6	50,6	0,53																																																		
Monreal	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	0,48																																																		
Alto Baguales	10,8	11,0	11,3	11,5	9,9	9,0	0,32																																																		
San Victor(*)	0,0	0,0	0,0	0,0	9,7	20,5	0,78																																																		



Tabla B3.1b: Factores de Planta reales Sistema Aysén							
	Capacidad (MW)	Generación real (GWh)					
		2014	2015	2016	2017	Prom.	fp
Aysén	6,6	39,41	29,14	29,05	39,78	34,34	0,59
Lago	11	45,94	40,60	23,78	51,30	40,41	0,42
Atravesado	3	9,72	9,82	2,56	13,72	8,96	0,34
Monreal							
Alto							
Baguales(*)	3,78	6,60	5,78	8,14	6,43	7,29	0,22

(*) Promedio 2016-2017 acorde a la entrada de la ampliación de la central

B3.2 Sistema Palena:

El IT considera un despacho térmico en el horizonte de tarificación inferior a lo real, subestimando a la generación producto de reserva en giro y respaldo. En efecto, tal como se puede apreciar al comparar la generación real 2016 y 2017, aunque se entiende que la capacidad de Río Azul cubre buena parte de la demanda actual del sistema, el despacho térmico modelado estaría siendo subvalorado.

Tabla B3.2a: Generación Sistema Palena				
Generación (MWh)		IT CNE 2017	Real 2016	Real 2017
Palena	Hidro	10.524	9.108	9.928
	Termo	1.520	2.049	2.423
	Eólico	0	0	0
	Total	12.044	11.157	12.351

Tabla B3.2b: Factor de Planta Río Azul proyectado v/s Real

Capacidad (MW)	Generación Proyectada (GWh)						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	fp
1,4	10,52	10,66	10,70	10,74	10,78	10,82	0,87

Capacidad (MW)	Generación Real (GWh)					
	2014	2015	2016	2017	Promedio	fp
1,4	8,97	9,57	9,11	9,93	9,39	0,77

Respuesta CNE:

Se rechaza la observación. Los factores de plantas de las unidades generadoras se determinaron en función de la información histórica disponible para dichas unidades y no de los últimos años en particular.

Observación N° 10:

Título Observación	Observación	Propuesta
Valorización de Centrales Térmicas Palena y General Carrera	La valorización de las Centrales Térmicas para los SSMM de Palena y General Carrera resulta inferior a la valorización de mercado y a los valores medios del IT del año 2014. Específicamente, los CME de los módulos térmicos en el Sistema General Carrera son inferiores a todos los módulos de los demás SSMM, incluso en el IT del 2018, independiente que son centrales de tamaño menor,	Se solicita revisar los valores de los módulos térmicos de los sistemas General Carrera y Palena.



	<p>por lo que se esperaría valores unitarios superiores a módulos mayores a 1MW, por efectos de las economías de escala.</p> <p>Tabla B4a: Costos de módulos térmicos v/s IT del año 2014 (USD dic 2016)</p> <table border="1"><thead><tr><th>Sistema</th><th>Unidad</th><th>Potencia (KW)</th><th>Valor IT 2018 (USD)</th><th>CMe IT 2018 (USD/kW)</th><th>CMe IT 2014 indexado (*)</th></tr></thead><tbody><tr><td>General Carrera</td><td>Unidad 5741</td><td>400</td><td>109.653</td><td>274</td><td>404</td></tr><tr><td>Palena</td><td>Unidad 5520</td><td>256</td><td>80.847</td><td>316</td><td>414</td></tr><tr><td>Palena</td><td>Unidad 5522</td><td>292</td><td>111.496</td><td>382</td><td>414</td></tr><tr><td>Palena</td><td>Unidad 5131</td><td>292</td><td>111.496</td><td>382</td><td>414</td></tr></tbody></table> <p>(*) Módulo 400 kW utilizado en IT 2014. Se asume que el equipo CIF se indexa a CPI, y el resto de recargos a IPC.</p> <p>Tabla B4b: Costos de módulos térmicos IT del año 2018 (USD dic 2016)</p> <table border="1"><thead><tr><th>Sistema</th><th>Unidad</th><th>Potencia (KW)</th><th>Valor IT 2018 (USD)</th><th>CMe IT 2018 (USD/kW)</th></tr></thead><tbody><tr><td>Aysén</td><td>Unidad 5147</td><td>1.600</td><td>769.196</td><td>481</td></tr><tr><td>General Carrera</td><td>Unidad 5741</td><td>400</td><td>109.653</td><td>274</td></tr><tr><td>Palena</td><td>Unidad 5522</td><td>292</td><td>111.496</td><td>382</td></tr><tr><td>Cochamó</td><td>Módulo 800</td><td>800</td><td>345.595</td><td>432</td></tr><tr><td>Hornopirén</td><td>Módulo 800</td><td>800</td><td>345.595</td><td>432</td></tr></tbody></table>	Sistema	Unidad	Potencia (KW)	Valor IT 2018 (USD)	CMe IT 2018 (USD/kW)	CMe IT 2014 indexado (*)	General Carrera	Unidad 5741	400	109.653	274	404	Palena	Unidad 5520	256	80.847	316	414	Palena	Unidad 5522	292	111.496	382	414	Palena	Unidad 5131	292	111.496	382	414	Sistema	Unidad	Potencia (KW)	Valor IT 2018 (USD)	CMe IT 2018 (USD/kW)	Aysén	Unidad 5147	1.600	769.196	481	General Carrera	Unidad 5741	400	109.653	274	Palena	Unidad 5522	292	111.496	382	Cochamó	Módulo 800	800	345.595	432	Hornopirén	Módulo 800	800	345.595	432	
Sistema	Unidad	Potencia (KW)	Valor IT 2018 (USD)	CMe IT 2018 (USD/kW)	CMe IT 2014 indexado (*)																																																									
General Carrera	Unidad 5741	400	109.653	274	404																																																									
Palena	Unidad 5520	256	80.847	316	414																																																									
Palena	Unidad 5522	292	111.496	382	414																																																									
Palena	Unidad 5131	292	111.496	382	414																																																									
Sistema	Unidad	Potencia (KW)	Valor IT 2018 (USD)	CMe IT 2018 (USD/kW)																																																										
Aysén	Unidad 5147	1.600	769.196	481																																																										
General Carrera	Unidad 5741	400	109.653	274																																																										
Palena	Unidad 5522	292	111.496	382																																																										
Cochamó	Módulo 800	800	345.595	432																																																										
Hornopirén	Módulo 800	800	345.595	432																																																										

Respuesta CNE:

Se rechaza la observación. La valorización de las unidades diésel se determinó en función de cotizaciones presentadas en el Estudio, a partir de las cuales no se evidencia la presencia de economías de escala.

Empresa Eléctrica San Víctor SpA

Observación N° 1:

Título Observación	Observación	Propuesta
Factores de Costos de Inversión y administración del sistema	Anualización del factor: se observa que el factor es un solo valor para los 4 años de operación de la central, pero no queda claro cuál sería el factor para la central San Víctor en cada año en particular (2019, 2020, 2021 y 2022).	Se deberá contar con cálculo de los factores por periodo, por ejemplo desde el momento de ingresar la central.

Respuesta CNE:

Se acoge la observación. Se determinan factores de repartición de ingresos para dos periodos, previo y con posterioridad a la entrada en operación de la Central Hidroeléctrica San Víctor.



Observación N° 2:

Título Observación	Observación	Propuesta
Costos de Transmisión del Sistema de Aysén	La solución de transmisión de San Víctor corresponde al refuerzo de una línea existente y con clientes regulados, en 33 kV, propiedad de un tercero, en este caso Edelaysen.	No queda claro que empresa materializará el refuerzo requerido para la conexión de la central, y de qué manera y a que empresa se realizará el pago por Transmisión.

Respuesta CNE:

Se acoge la observación, en el sentido de especificar en el Plan de Expansión Óptimo que, el responsable de la ejecución del refuerzo de la línea de 33 kV es Hidroeléctrica San Víctor SpA. En consecuencia, la asignación de los costos del referido refuerzo le corresponde a Hidroeléctrica San Víctor SpA.

Novotempo Energía Aysén SpA

Observación N° 1:

Título Observación	Observación	Propuesta
Error en indicar plan de expansión propuesto por Consultor, punto 3.4.2 y 3.4.3 del Informe	Se constata un error en la página 23 del Informe Técnico con respecto a los planes de expansión propuestos por la empresa.	Se solicita la revisión de este punto y su corrección según información que entregó consultora en el estudio respectivo a estos Sistemas Medianos

Respuesta CNE:

Se acoge la observación.

Observación N° 2:

Título Observación	Observación	Propuesta
Unidad generadora incluida en el plan de expansión no se encuentra en el Catastro	La unidad incluida en el Plan de expansión del Sistema Mediano de General Carrera no pertenece al Catastro de proyectos de generación y transmisión establecidas mediante Resolución Exenta N°396. Debido a lo anterior, se debe modificar el plan de expansión excluyendo dicha central.	Se solicita modificar el plan de expansión eliminando la central.

Respuesta CNE:

Se rechaza la observación. Los proyectos referidos en el catastro son sólo parte de un conjunto de antecedentes que esta Comisión puede considerar con el fin de establecer las unidades candidatas para el plan de expansión óptimo y el proyecto de reposición eficiente.

Observación N° 3:

Título Observación	Observación	Propuesta
Rango de Validez de las Hipótesis Técnicas y Económicas que sustentan la conveniencia de la implementación de los planes de expansión óptimo y de reposición eficiente.	En el Informe Técnico no se fundamenta ni explican los rangos de validez técnica y económica que sustenten la conveniencia del plan de expansión propuesto, si no que pasa directamente a evaluar la sensibilidad de las variables más importantes que puedan afectar a dicho plan.	Se solicita determinar y justificar detalladamente el rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas. Además, se solicita eliminar la exigencia en la metodología del Consultor relativa a que el plan de expansión sea capaz de suministrar la demanda utilizando solo combustible diésel.

Respuesta CNE:

Se rechaza la observación, y se aclara que, los análisis del rango de validez de las hipótesis que sustentan el plan de expansión óptimo si evalúan la conveniencia de dicho plan respecto de otras alternativas de expansión, considerando el resto de unidades candidatas. Adicionalmente, se hace presente que no constituye una exigencia para el Consultor que el plan de expansión sea capaz de suministrar la demanda utilizando solo combustible diésel, sino que, forma parte de los criterios que el propio Consultor puede definir para la determinación de dicho plan.

Observación N° 4:

Título Observación	Observación	Propuesta
Proyección de la demanda eléctrica	<p>Comparando la información que se utilizó para proyectar la demanda y las exigidas en las bases definitivas, podemos indicar a la Comisión que no se utilizó o analizó la siguiente información indicada por las bases definitivas como información que debe ser tomada en consideración al elaborar la proyección de demanda por parte del consultor:</p> <ul style="list-style-type: none"> No se contempla el resultado de las encuestas a grandes clientes a que se refiere el artículo 28 del reglamento. No se utilizó otra variable relevante como variables económicas, sociales, geográficas, climáticas, proyecciones de precios relevantes, planes de ordenamiento territorial y otros instrumentos de planificación, debidamente justificados, tales como, instrumentos de Planificación Territorial y proyecciones de precio. Proyección de demanda realizada por la CNE en diciembre de 2017. Política eléctrica de la Región de Aysén. No se explican las anomalías en la proyección de demanda del proceso tarifario anterior y consumo eléctrico existente. 	Se solicita incorporar la proyección de demanda del Sistema Mediano de Aysén realizada durante diciembre del año 2017. Así mismo, se solicita a la CNE explicación del fenómeno de baja demanda del Sistema Mediano de Aysén.

Respuesta CNE:

Se rechaza la observación. Conforme al marco regulatorio aplicable, la proyección de demanda para el proceso de tarificación y expansión de los Sistemas Medianos se debe realizar con ocasión del mismo, bajo los criterios y metodologías definidas en las respectivas Bases.



Observación N° 5:

Título Observación	Observación	Propuesta
Proyección del precio del Diésel	Las bases establecen la necesidad de hacer una proyección de precio del diésel, ya que, en caso contrario, las hipótesis llegan a ser totalmente alejadas de la realidad en el periodos de vigencia de la tarificación (2018-2022) y el periodo proyectado para el plan de expansión (2018-2033)	Se solicita generar una proyección del precio de los combustibles para la construcción de los distintos planes de expansión de los sistemas medianos.

Respuesta CNE:

Se acoge la observación.

Observación N° 6:

Título Observación	Observación	Propuesta
Restricciones ambientales establecidas en la normativa vigente.	<p>Que tanto el consultor al generar el estudio como la CNE al generar el informe, una de las circunstancias que debió tener en cuenta es que para elaborar el plan de expansión óptimo y el plan de reposición definitivo, los proyectos o unidades que fueran consideradas, existentes o en desarrollo, deberían cumplir con toda la normativa ambiental que les aplicará. Al respecto, en particular con las unidades que comprenden la Central Termoeléctrica Tehuelche, podemos identificar dos ámbitos en los cuales no se da cumplimiento a este precepto.</p> <ul style="list-style-type: none">• Central Térmica Tehuelche se encuentra sobredimensionada, incumpliendo la Resolución de Calificación ambiental vigente.• Central Termoeléctrica Tehuelche se encuentra en zona saturada del Plan de Descontaminación Atmosférico de Coyhaique y su zona circundante operando sin ningún tipo de restricción.	Se solicita a la CNE revisión de inclusión de las unidades existentes en los Sistemas Medianos cuya operación infringe normativa ambiental o de indisponibilidad de operación bajo restricciones ambientales; con objeto de que no sean consideradas unidades en el plan de expansión o reposición eficiente..

Respuesta CNE:

Se rechaza la observación. Se aclara que, para la determinación del plan de expansión óptimo y del proyecto de reposición eficiente, la capacidad dimensionada de la Central Térmica Tehuelche cumple con los límites ambientales establecidos en la normativa vigente. Por otra parte, el Plan de Descontaminación Atmosférico de Coyhaique se refiere a calderas industriales y calderas de calefacción, lo que no se condice con la tecnología de generación de la Central Tehuelche.

Observación N° 7:

Título Observación	Observación	Propuesta
Plano Topológico del Sistema Mediano de Aysén	El Consultor no generó el plano con la ubicación geográfica de cada unidad generadora, líneas de transmisión, transformadores y subestaciones de cada uno de los Sistemas Medianos conforme a lo establecido en las Bases.	Se solicita la elaboración o publicación de los mapas con todos los elementos que se han indicado en las bases definitivas.

Respuesta CNE:

Se acoge la observación.

Asesorías e Inversiones Grupo AQM Ltda.

Observación N° 1:

Título Observación	Observación	Propuesta
	<p>Referido a la proyección de demanda indicada en el punto 4.2.5, la Comisión Nacional de Energía (CNE) señala que para dicha proyección no se consideró el Plan de Descontaminación Atmosférica para la Ciudad de Coyhaique u otras medidas indicadas por la SEREMI de Medio Ambiente Regional, debido a que no existen condiciones de plazo y aplicación cierta vinculadas a la implementación de medidas mencionadas.</p> <p>En relación a lo anterior, considerando los altos niveles de contaminación, que aquejan a la ciudad de Coyhaique, provocados por la calefacción a leña, las autoridades locales han mostrado su preocupación para dar una pronta y eficaz solución al este problema, para lo cual se ha considerado necesario un recambio en los sistemas de calefacción de leña por un sistema eficiente, limpio y seguro. También asociado esto, la Política Energética Regional, que fue consensuada con diversos grupos de interés, indica dentro de sus ejes principales el fomento de la utilización de recursos naturales abundantes en la Región, así como también restricciones a la utilización de la leña, lo que sin duda apunta a mayor demanda de electricidad y rebajas de precios de energía, con la consecuente necesidad de la construcción de nuevos proyectos ERNC en la zona.</p>	<p>Por lo anterior, se solicita reconsiderar dentro de la proyección de demanda para el sistema mediano de Aysén, tanto la Política Energética Regional y el Plan de Descontaminación impulsado por el Ministerio de Medio Ambiente, ya que ciertamente existirá la necesidad de cambio de calefacción por sistemas eléctricos a corto, mediano y largo plazo, con el fin último de eliminar completamente la contaminación en Coyhaique y otras ciudades de la Región de Aysén, lo que traerá aparejado mayor competencia y rebajas en los precios de energía en el Sistema Mediano Aysén.</p> <p>Adicionalmente, se requiere que la Comisión presente una señal de precios para iniciativas de generación en el Sistema Mediano Aysén, con el propósito de que los proyectos se desarrollen a tiempo para responder concretamente al crecimiento cierto de demanda en el corto plazo, debido a la mayor utilización de electricidad para la calefacción.</p>

Respuesta CNE:

Se rechaza la observación. A estos efectos, la Comisión analizó la Política Energética de Aysén, el Plan de Descontaminación de Coyhaique, y mediante Oficio Ordinario CNE N° 410 de fecha 20 de julio de 2018, realizó las consultas pertinentes a la SEREMI de Medio Ambiente de la Región de Aysén, quien dio respuesta mediante Oficio Ordinario N° 000378, recibido con fecha 6 de agosto de 2018. En base a los antecedentes recién señalados, se concluyó que no es posible verificar medidas concretas que se puedan ser consideradas para la proyección de demanda eléctrica del Sistema Mediano de Aysén.

Central Hidroeléctrica Candelaria SpA

Observación N° 1:



Título Observación	Observación	Propuesta
	<p>En relación a los criterios considerados por esa estimada Comisión, destacamos que la proyección de demanda no considera las políticas de Gobierno tendientes a la descontaminación atmosférica de Coyhaique. Si no hay energía disponible para calefacción eléctrica no será posible erradicarla. La única tecnología de calefacción que produce cero emisiones es la eléctrica. El sistema bombas de calor o split inverter ha comenzado a instalarse. Tiene costos competitivos con la leña, el gran causante del MP 2,5 que afecta la salud de los 60.000 habitantes de Coyhaique.</p> <p>Estudios serios estiman que la demanda sólo por calefacción eléctrica llegará a 100 MW en Coyhaique. Una mínima fracción de eso significará duplicar la demanda actual del Sistema Aysén.</p> <p>Para estar preparados se requieren señales de precio para que los inversionistas privados se animen a construir centrales.</p>	

Respuesta CNE:

Se rechaza la observación. A estos efectos, la Comisión analizó la Política Energética de Aysén, el Plan de Descontaminación de Coyhaique, y mediante Oficio Ordinario CNE N° 410 de fecha 20 de julio de 2018, realizó las consultas pertinentes a la SEREMI de Medio Ambiente de la Región de Aysén, quien dio respuesta mediante Oficio Ordinario N° 000378, recibido con fecha 6 de agosto de 2018. En base a los antecedentes recién señalados, se concluyó que no es posible verificar medidas concretas que se puedan ser consideradas para la proyección de demanda eléctrica del Sistema Mediano de Aysén.



CNE | COMISIÓN
NACIONAL
DE ENERGÍA

Ministerio de Energía

ARTÍCULO SEGUNDO: Remítase la presente resolución al Ministerio de Energía, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 178° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

ARTÍCULO TERCERO: Comuníquese la presente resolución a las empresas que operen en los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena.

ARTÍCULO CUARTO: Publíquese la presente resolución en forma íntegra en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía.

ANÓTESE Y COMUNÍQUESE



CAROLINA ZELAYA RÍOS
Secretaría Ejecutiva (S)
Comisión Nacional de Energía


JMA/DEO/XOC/GMM/IGV/mhs

Distribución:

1. Ministerio de Energía
2. Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional
3. Superintendencia de Electricidad y Combustibles
3. Depto. Jurídico CNE
4. Depto. Eléctrico CNE
5. Depto. Regulación Económica CNE
6. Oficina de Partes CNE