

Recibido por	N° observación	Sección (n°)	Página	Comentario/Observación	Anexo comentario
CARLOS ANDRÉS JORQUERA RUZ	1	2,2	22	Se solicita incluir actualización del Taller 4 Adicional de la Mesa de Geotermia.	
CARLOS ANDRÉS JORQUERA RUZ	2	Tabla 6	29	Se solicita incluir actualización del Taller 4 Adicional de la Mesa de Geotermia.	
CARLOS ANDRÉS JORQUERA RUZ	3	2.4 3.5.1 Tabla 10	31-32 38	En la planificación de largo plazo del país, se debiera considerar el desarrollo de Pto Montt al sur dentro del análisis. La zona de Aysen debe estar presente en el análisis. Opciones de suministro de gas desde Magallanes (
CARLOS ANDRÉS JORQUERA RUZ	4	Tabla 9	37	Planta geotérmica EXISTENTE	
CARLOS ANDRÉS JORQUERA RUZ	5	6	77	Si los criterios no están definidos a nivel de reglamento, el informe debiera proponer todos los polos identificados en la Tabla 21 como equiprobables y la CNE quien discrimine su utilidad.	
CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	1	2.1.2	11	En la tabla 2, la tasa de crecimiento para el año 2017 es de 2.1% mientras que la estimación oficial a la fecha ronda el 1.5%. Se sugiere analizar la pertinencia de realizar esta modificación en la medida que afecten de forma relevante los resultados.	
CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	2	2.1.5	14	Se indica que la penetración de autos eléctricos depende del nivel de ingresos esperados del país. Luego se indica que la penetración en Chile será del 40% al año 2050, ¿esta penetración de autos eléctricos, es compatible con el ingreso esperado para Chile en ese año?	

CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	3	2.1.5	15	Se esperaría que la participación de buses eléctricos cambie, por consistencia de Políticas Públicas con, por ejemplo, la reducción de emisiones.	
CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	4	2.1.6	16	El uso de electricidad para climatización (calor/frío) debiese ser correlacionado con la ubicación de la vivienda (urbano/rural) y con el estrato socioeconómico de la misma.	
CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	5	2.1.7	18	Incluir las unidades de la tabla 4.	
CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	6	2.2	18	Se observa que no fueron consideradas en las tecnologías posibles de generación eléctrica la hidráulica de embalse, ni grandes ni medianos. Se sugiere indicar la razón de su exclusión en cada caso por separado, ya que corresponden a una tecnología competitiva en diversas partes a lo largo de la Cordillera de los Andes.	

CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	7	2,2	20	Sólo se mencionan proyectos eólicos en tierra, sin embargo se definieron escenarios en los cuales la oposición ciudadana aplica al desarrollo de esta tecnología en el sur, por lo que no es clara la razón para excluir los parques offshore, que pese a ser más costos, tienen mucho mejor factor de planta y mayor vida útil (hasta el doble en algunos casos) por la menor volatilidad del viento, seguido por la existencia de zonas en que la pendiente marina no es tan abrupta entre las regiones del Biobio y de Los Lagos. Lo anterior asociado a las economías de escala de grandes parques offshore (300 MW) podrían hacerlos competitivo respecto de las otras tecnologías. Se recomienda estudiar.	
CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	8	2,2	23	En el bullet de Almacenamiento en base a baterías de litio , es extraño que los tres escenarios proyectados en la figura 8, partan de distintos valores, en tanto se la metodología general de construcción de estas curvas parten del supuesto de un mismo punto inicial de costos en el presente de las tecnologías	
CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	9	2,3	25	Si bien es cierto en el anexo 8.1 se explica la forma de cálculo de las proyecciones de costos de combustibles, parece extraño que éstos suban tan abruptamente entre 2016 y 2020 sin bajar posteriormente en alguno de los casos. Lo anterior toda vez que no queda claro el efecto del shale gas en estos precios. De hecho, un escenario posible razonable, podría ser una baja sostenida de este combustible pudiendo producir un eventual desplazamiento del carbón, lo que podría reflejar la proyección “bajo” proyectándola a la baja. Si se realizó este análisis, se aconseja indicarlo en el informe con la influencia relativa sobre la estructura de los precios de combustible. Si no se analizó, parece razonable incluirlo en los análisis.	
CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	10	2,4	29	Se sugiere revisar los valores de densidad de potencia el parque eólico, que parece excesivo (30 ha/MW)	

CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	11	3,1	33	A la luz de los posteriores resultados, se observa en varios escenarios, sobre todo desde el 2030 en adelante la inclusión en el parque generador de un gran volumen de centrales fotovoltaicas y eólicas terrestre. Dicho volumen y su bajo costo de operación hacen prever que habrán horas del día en que dichas centrales podrían corresponder a porcentajes muy altos del total de la generación (por ejemplo escenario A, año 2046, generación neta PV 90% en las horas de peak), lo cual, asociado al nulo aporte de inercia FV y alta volatilidad eólica intrahoraria podría significar requerimientos de generación convencional que permitan operar el sistema eléctrico de forma segura. Lo anterior puede implicar requerir incorporar al parque centrales que no están presentes en el plan. Por lo anterior se sugiere realizar análisis de seguridad de servicio para los escenarios indicados e incluir restricciones al modelo de simulación acordes a lo indicado, de tal forma que el parque generador esperado del futuro para cada escenario no sólo provea suficiencia, sino también seguridad.	
CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	12	3,3	36	Se sugiere explicitar si los bloques son mensuales, bimensuales, etc.	
CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	13	3,6	40	En la tabla 11, columna Capacidad línea, aparecen varios 1 MW los cuales debieran ser corregidos.	
CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	14	4,3	44	Se sugiere analizar la pertinencia de incluir un escenario en el cual la tecnología solar estabiliza su precio y la tecnología eólica baja, desplazándose el plan de obras resultante geográficamente de forma relevante.	

CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	15	4.3.1	45	Se sugiere indicar el lugar desde el cual se descargue el estudio <i>"Méritos económicos, riesgos y análisis de competencia en el mercado eléctrico chileno de las distintas tecnologías del país"</i> .	
CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	16	4.3.2	45	Se sugiere realizar un escenario de sensibilidad para la demanda energética, factor que es transversal y definitorio para todos los escenarios. La sensibilidad se recomienda para el caso de Nivel "Alta" la cual se sugiere morigerar a partir de un año en torno a 2037. Lo anterior considerando que los plazos que analiza la PELP (30 años) caen dentro de los ciclos económicos que se relacionan con el consumo (el cual no se desacopla del PIB, sino que cambia su elasticidad). Lo anterior debido a que es razonable pensar que, con no baja probabilidad, dentro de 30 años, 20 de ellos podrían ser de crecimiento optimista pero los otros 10 años más bien la curva podría ser referencial. No se sugiere un nuevo nivel, sino que realizar una sensibilidad que le otorgue mayor robustez a los resultados.	
CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	17	5,1	51	Se recomienda en este punto y siguientes no utilizar el concepto de desacoplo para referirse al cambio en los cambios en las elasticidades entre PIB y Consumo eléctrico. En rigor hablar de desacople podría llevar a pensar en que se pierde no la relación entre ambos índices, lo cual no ocurre; lo que realmente ocurre es que la relación entre uno y otro dejan de ser lineales.	
CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	17	5,1	51	Se sugiere hablar de "cambios en la correlación" u otro semejante.	

CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	18	5.2.1	59	En la tabla 14, se sugiere revisar el dato de Solar CSP total (2,186) que siendo aproximadamente 1/5 de la FV (10,781) no parece estar representado de esa forma en la gráfica de la Fig. 25.	
CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	19	5.2.1	59,60, 62, 64, 66	Se sugiere colocar en cada tabla el total general.	
CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	20	5.2.1	64	En la tabla 17, aparece una central de ciclo combinado por 23 MW, lo cual por su tamaño no parece una central estructural para los efectos del presente ejercicio.	
CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	21	5.3.1	69, 70	En la sección 5.2.3 se indica que se realizó un análisis de sensibilidad que consideraba una estadística hidrológica más corta, con características más secas, y como resultado se obtuvo un incremento en la generación hidrotérmica. En base a lo anterior, en la sección 5.3.1 se sugiere incorporar el resultado de la utilización de los terminales de gas natural licuado para estos análisis de sensibilidad con mayor generación térmica esperada en Figuras 35 y 36. Adicionalmente, se sugiere explicitar los resultados de la utilización de los terminales de GNL al disponer de posibles nuevos planes de obras de generación, producto de incorporar las restricciones de seguridad adicionales como inercias mínimas, ciclaje centrales GNL, tiempos mínimos de operación de centrales térmicas, etc., en la optimización de inversiones y simulación de la operación.	

CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	22	5.3.4	72	<p>En la sección 5.3.4, se sugiere explicitar en anexos el detalle de cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero correspondientes al sector energético, y su distribución por segmento. Se solicita adicionalmente explicitar el porcentaje de participación del sector eléctrico, sobre la reducción total de emisiones asociadas al sector de energía presentados en la Tabla 20.</p> <p>Entendiendo que unos de los resultados relevantes del estudio corresponden a los planes de obra de generación eléctrica indicativos, sería necesario identificar el impacto de dicho sector sobre la reducción total de emisiones.</p>
CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	23	5.3.5	74	<p>Para la estimación de la generación eléctrica mediante generación distribuida, se asumió que para el escenario optimista se alcanza una generación cercana a los 300.000 MWh para el año 2046, para un equivalente de 95.000 viviendas, y según se indica en la sección 2.1.7, se asumió una potencia máxima de 2 kW por vivienda lo que equivale a un factor de planta cercano del 18%. De esta forma, se sugiere entregar mayores detalles de dicho supuesto en el documento en el anexo de los cálculos y metodologías que sustentan las proyecciones optimistas y conservadoras de la Figura 39.</p>
CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	24	6	76	<p>Como se sugirió en observaciones precedentes, se recomienda incluir polos que pudieran existir de tecnología eólica marina (acotadas a zonas puntuales en la costa sur nacional) y centrales de embalses medianos y/o grandes.</p>
CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	25	6	77	<p>Entendemos que la definición legal de polo de desarrollo no restringe su definición a aquellos que pudieran estar cercanos al sistema de transmisión existente o en construcción. Por ejemplo, podría darse el caso de una zona con alto recurso eólico cercano a una línea existente, en cuyo caso la definición podría gatillar la necesidad de una línea de transmisión corta para polo de desarrollo que colecte la generación hacia una subestación seccionadora. Lo anterior independientemente que se requiera una EAE para dicha línea, de tal forma que la definición de los polos no sólo sean un producto de la PELP para EAE, sino también para otorgar señales de desarrollo para la industria.</p>

CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	26	6	78	<p>Se indica que la proximidad de los recursos renovables al sistema de transmisión se estimó en función de los costos de inversión en transmisión sobre los costos de inversión totales de los proyectos, indicando que un sistema era próximo en la medida que su costo en transmisión fuera inferior al 1% del costo del proyecto. No obstante, no se especifican los detalles de cálculo del costo de inversión en transmisión y generación para cada proyecto a desarrollar, y si estos fueron separados en módulos de generación concentrados en espacio y tiempo. Destacar que en general los proyectos de estas tecnologías se van desarrollando de manera gradual en el tiempo, como lo es el caso de parques eólicos y solares, viendo su entrada óptima de manera continua en el tiempo, lo cual no corresponde al caso en transmisión, donde no se puede realizar la entrada modular de las líneas de transmisión es mucho más acotada. Adicionalmente, y tal como se indicó anteriormente, al desarrollarse los proyectos de manera descentralizada, también podrían materializarse dichos proyectos de manera separada a través de iniciativas de distintos desarrolladores. Por ejemplo, la central Eolica_TalTal05 del plan de obras de la Tabla 21 podría desarrollarse en 4 proyectos de 100 MW, con módulos anuales de 50 MW, lo que se traduciría en diferente porcentaje del costo total de inversión en función del costo total del proyecto. Adicionalmente, este criterio (2) asume desarrollos orgánicos de los proyectos de generación por proximidad a la red de transmisión, lo que acentúa aún más la necesidad de un rol ordenador mediante la inclusión de estos proyectos como polos de desarrollo, independiente de su distancia a la red de transmisión, con el fin de aprovechar economías de escala en inversión de transmisión. En base a lo anterior, se sugiere revisar este criterio.</p>	
CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	27	6	80	<p>Se sugiere aplicar el criterio de tamaño relevante comparando la generación máxima del polo con la demanda del sistema y no con el parque generador, que incluye muchas centrales que no operarán.</p>	
CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	28	8,2	87	<p>Se sugiere revisar las conexiones entre las líneas existentes, por ejemplo entre Polpaico y Los Almendros no hay conexión 220 kV expresa, etc.</p>	

CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	29	8	85	Se recomienda incorporar anexos asociados a:	
CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	29	8	85	· Metodología empleada para la determinación de la proyección de demanda incorporando todos los elementos descritos en el capítulo 2, tales como eficiencia energética, parque de vehículos eléctricos, etc.	
CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	29	8	85	· Se sugiere incorporar el detalle de la modelación de las centrales generadoras, en particular las CSP, por ejemplo cómo se modeló lo referente a lo indicado en la tabla 5. Adicionalmente, se sugiere indicar la forma en que se incluirán las restricciones de seguridad resultantes del modelo de corto plazo en el modelo de inversiones.	
CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	29	8	85	· Se sugiere incluir detalles de la formulación del modelo PET utilizado para estos efectos.	

CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (CDEC-SING)	29	8	85	Se sugiere incluir el detalle de las centrales en construcción y la fuente específica de la información asociados a la tabla 9.	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	1	General	n/a	El proceso de planificación energética debe permitir una adecuada participación y revisión de los interesados. Sin embargo, en determinadas materias el presente informe preliminar no entrega el detalle suficiente para una revisión completa de las exigencias regulatorias.	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	1	General	n/a	En este sentido, no ha sido posible efectuar una revisión en detalle respecto de ciertas cuestiones del plan, en particular en relación a (i) los planes estratégicos regionales, (ii) la desagregación regional de demanda eléctrica, (iii) restricciones ambientales de planes de la descontaminación atmosférica, (iv) los criterios de eficiencia energética, y (v) criterios de definición de las soluciones óptimas.	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	1	General	n/a	Creemos que para el cumplimiento de los fines del plan energético, esta información debe ser puesta a disposición de los interesados, en particular porque sus resultados tendrán efectos en otros instrumentos.	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	1	General	n/a	Por lo tanto, y con el objeto de contar con más antecedentes, solicitamos se publique una nueva versión complementaria del informe en comento, que permita una revisión con mayor detalle de cada supuesto y resultado.	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	2	General	n/a	En cuanto al contenido mismo del informe, en las referencias no se encontraron los análisis con sus fórmulas u otros antecedentes que permita un análisis más detallado de las conclusiones del informe.	

COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	2	General	n/a	A modo de ejemplo, en el punto "5.2.2 Análisis de corto y largo plazo de los planes de obras" se indica que se estarían desarrollando los análisis de pre-despacho con todas las restricciones que tiene la operación del sistema eléctrico. Esta materia es particularmente relevante cuando estamos enfrentando escenarios futuros con alta penetración de energía ERNC, por lo que esos análisis son claves a la hora de validar los escenarios establecidos en el informe preliminar, y por tanto es recomendable que esos resultados puedan ser observados antes de la emisión del Informe Final de Planificación Energética de Largo Plazo.	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	3	2,1	8	La Ley establece dentro de su Art. 83° y al mismo tiempo el Reglamento en su Art 2° <i>"...Asimismo, la planificación deberá considerar dentro de sus análisis los planes estratégicos con los que cuenten las regiones en materia de energía."</i>	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	3	2,1	8	Estos planes son mencionados en el informe, sin embargo no se aprecia cómo esto fue considerado, lo cual no hace posible revisar este punto.	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	4	2,1	8	No existe un apartado o un anexo en el informe, que muestre la forma en que se obtiene la demanda eléctrica desde la energía global que requiere el país. En las tablas no se encontró la demanda desagregada por cada una de las regiones.	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	5	2,2	18	En la estimación de costos de tecnología de generación, se consideran plantas solares fotovoltaicas y almacenamiento en baterías, cada una por separado. Resultaría interesante para una planificación energética de largo plazo, contemplar la incorporación de plantas híbridas, que posean generación fotovoltaica y almacenamiento en baterías como un conjunto. De esta forma el costo de desarrollo de esos proyectos resultaría más competitivo y acorde con las necesidades de abastecimiento de la demanda eléctrica.	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	6	3,1	33	Se señala que el problema a minimizar es la suma de Costo Operativo, Costo de Inversión y Costos de Falla, sujeto a restricciones operativas, restricciones de inversión y trayectoria esperada de niveles de embalse.	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	6	3,1	33	Sin embargo, no se entrega un mayor detalle de estas restricciones, las que son relevantes a la hora de entender bajo qué condiciones es representativo el resultado. En efecto, resulta interesante cuales restricciones de inversión se contemplaron y cuál fue la trayectoria esperada de embalses con la que condicionó la solución.	

COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	7	3,3	35	El factor de crecimiento formulado, al parecer no estaría correctamente escrito en la fórmula, pues se independiza de la " <i>Generación Neta 2015</i> " y que en términos prácticos queda:	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	7	3,3	35	<i>Factor crecimiento = Generación Neta 2016 / Demanda Total 2015</i>	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	7	3,3	35	Si sólo es un error de escritura, no compromete los resultados.	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	8	3,3	35-36	El Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo, en su Art 14° contiene " <i>...Como mínimo las proyecciones de demanda eléctrica deberán ser desagregadas por cada una de las regiones en las que se emplaza el sistema eléctrico nacional.</i> "	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	8	3,3	35-36	Se debe agregar esta información en este punto.	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	9	3,6	39	Se indica en la Tabla 4, que la capacidad de la línea Andes-Cobos (Argentina), es de 600 MW. Esto debe ser corregido a la baja, dado los proyectos que han sido adjudicados por CAMMESA y que seccionan dicha línea para conectar 400 MW nominales de plantas solares actualmente en construcción.	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	10	3,6	39	En la misma Tabla 4 se indica que la capacidad de otras 4 líneas es de sólo 1 MW, lo que debe ser un error.	

COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	11	3,6	39	En la Tabla 4, no se entiende el significado de la columna "Capacidad Limitada [MW]."	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	12	3,6	39	Considerar en el largo plazo una operación interconectada entre Argentina, Perú y Chile, sólo en el ámbito de transferir excedentes, no aporta a una optimización de la operación conjunta, con lo cual se podría producir una sobre-inversión en Chile y en los países vecinos.	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	12	3,6	39	La experiencia internacional muestra importantes beneficios en la operación interconectada de países, especialmente si hay complementos en la matriz energética y en el comportamiento de la demanda horaria, como es el caso de Chile, Perú, Argentina y Brasil.	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	12	3,6	39	En ese contexto se debe analizar con mayor detalle la integración regional en el cono sur, particularmente en el periodo 2030 a 2050.	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	13	4	41-50	El Reglamento en su Art 15° comienza estableciendo " <i>Para la elaboración de los Escenarios Energéticos preliminares se utilizarán criterios de modo que <u>las soluciones sean óptimas</u>, al menos desde el punto de vista técnico y económico, <u>y resilientes frente a distintas variaciones en las variables modeladas</u>.</i> "	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	13	4	41-50	No queda claro del informe cómo se logra el atributo de resiliencia, es decir, que en el largo plazo el sistema sea autosuficiente o con capacidad de responder, al menos por algunos días, ante catástrofes naturales, cambio climático o algún otro problema que genere el desabastecimiento de algún combustible.	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	13	4	41-50	Por otra parte, tampoco se entiende cómo se logra la solución óptima desde el punto de vista técnico y económico. En este contexto, los escenarios simulados debieran representar una matriz energética competitiva, entendiendo esto, como un menor costo de suministro eléctrico para el cliente final.	

COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	13	4	41-50	Sin embargo, esto pudiera no cumplirse para escenarios con una alta penetración de energía solar fotovoltaica y baja o nula inversión de centrales de base, concentrándose la competencia sólo en las horas de sol.	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	13	4	41-50	Los costos del cliente final pueden ser incluso mayores en estos escenarios dado que el costo en infraestructura de transmisión también aumentaría dada la inserción masiva de energía intermitente de bajo factor de planta y existirían mayores desafíos para mantener la seguridad y calidad de servicio del sistema aumentando los costos por seguridad o de servicios complementarios.	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	14	5.1.1	52	Se indica que la diferencia entre demanda energética alta y media se debe principalmente al crecimiento económico y electrificación de consumos (transporte y calefacción), siendo esto último una sustitución eficiente de energéticos. Resulta interesante conocer el detalle de este análisis, dado que se entiende que al reemplazar leña y combustibles fósiles por electricidad disminuye el consumo energético, pero no se especifica el ahorro de energía global ni el mayor consumo eléctrico.	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	15	5.1.1	53-54	Se indica que de la demanda energética se desprende la demanda eléctrica, sin embargo no se observa la correlación o los modelos utilizados para realizar la conversión. Adicionalmente, en el informe como en el Plan de Trabajo se mencionó que para la demanda eléctrica se utilizarían proyecciones de crecimiento económico (FMI, OCDE y BCCh), como también estimaciones de los informes de previsión de demandas para la fijación de precios de nudo, sin embargo no nos fue posible encontrar como se consideraron en definitiva estas variables.	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	15	5.1.1	53-54	Por otra parte, en el gráfico de la figura 20 se observan tres escenarios de demanda eléctrica, los que como se comentó no está claro cómo se obtienen, pero al compararlos con los estudios realizados por el Coordinador a fines del año 2015 (https://sic.coordinadorelectrico.cl/wp-content/uploads/2015/06/Informe-Final-Estudio-de-Previsi%C3%B3n-de-Demanda-2015.pdf), se observa que la proyección mínima realizada en IPPELP es parecida a la proyección esperada que contiene el estudio de Quiroz & Asociados encargado por el CDEC-SIC.	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	16	5.1.3	56-57	Es necesario explicitar la fuente de la información que permita revisar las estimaciones de consumo per cápita.	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	17	5.2.1	58-66	Si bien se menciona que los escenarios están siendo evaluados en más detalle, mediante modelos PLP y PCP, es preciso indicar que ello podría resultar no suficiente para analizar la factibilidad operacional de esos escenarios.	

COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	17	5.2.1	58-66	Existen algunas restricciones que los modelos vigentes PLP y PCP podrían no estar contemplando en sus procesos de simulación/optimización, tales como: ramping (tasa de subida/bajada de carga con que debe contar el sistema para absorber las variaciones producidas por las ERNC variables); cycling (procesos de entrada y salida de servicio de unidades térmicas convencionales) fundamentalmente desde el punto de vista de restricciones que impone el DS13 de emisiones (ya el 2016 se presentó en el SING caso de CTM3 que antes de terminar el año, agotó las emisiones máximas acumuladas en procesos de arranque/detención); inercia mínima rotante; estabilidad ante fallas; intercambios internacionales; entre otras restricciones.	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	18	5.2.1	64	La Tabla 17 muestra el escenario D, que habría una planta de 23 MW del tipo "GNL CC" en la III Región. Es preciso aclarar si ello obedece a un error de escritura o a qué tipo de tecnología pertenece, ya que por el tamaño, no es razonable como CC.	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	19	5.2.2	67	Resulta relevante conocer los análisis más detallados de cada escenario, ya que es probable que alguno de ellos resulte no factible o las medidas operacionales requeridas para establecer un adecuado nivel de seguridad del sistema, resulten en sobrecostos de operación que lo alejen del óptimo.	
COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	20	5.3.1	68-69	Para verificar la disponibilidad de capacidad de regasificación de gas natural licuado, se aprecia que ello se comparó con las capacidades anuales de regasificación, sin embargo lo relevante en este tipo de comparación es usar las capacidades diarias (capacidad de regasificación) y semanales (capacidad de los muelles para recibir barcos de GNL seguidos). En efecto, a modo de ejemplo, en la actualidad el terminal de Quintero, puede tener holguras en algunos períodos del año, pero hay meses o días que su capacidad se utiliza prácticamente en su totalidad. Ello sin contar que existen períodos de imposibilidad de atraque o descarga de barcos por condiciones establecidas por la Capitanía de Puerto de Quintero (altura y frecuencia de olas).	

JOAQUÍN HERREROS FERNÁNDEZ	1	6	75	<p>Considero que los criterios escogidos han sido arbitrarios y poco efectivos:</p> <p>Criterio 1: Es poco sensato dejar fuera la tecnología solar siendo el país con mayor potencial de esta tecnología. Debido a que el director del SAG indicó que no se pueden construir proyectos fotovoltaicos en la IV, V, RM, VI, y VII regiones en terrenos de categoría III o superiores (esto, limitando los cambios de uso de suelos o IFCs), cuando son éstas las regiones más cercanas al centro de consumo de la ciudad de Santiago (además de que esto fue una restricción arbitraria del SAG, que funcionó como una expropiación de la ventaja comercial adicional que presentaba el aumento de plusvalía a los terratenientes por arrendar su terreno a un parque fotovoltaico respecto al arriendo para cultivos anuales).</p> <p>Se pudo incluir en la estrategia de planificación territorial los secanos costeros de la V y VI región cuyos terrenos tienen categoría IV o inferior (por ejemplo el valle de Rapel-Marchigüe, el valle de Lolol, y las planicies en la cordillera de la costa frente a San Antonio), lo cuales tienen condiciones ideales para proyectos fotovoltaicos PMGD/PMG que no se pueden realizar por faltar capacidad de transmisión que por sí solos proyectos de esta envergadura no son capaces de abordar.</p> <p>Se construirá un doble circuito de 220 kV entre Melipilla y Rapel, pero el potencial del valle de Marchigüe y Lolol no podrán ser aprovechados por no existir la infraestructura necesaria en transmisión, siendo que hay cerca de 300 MW ya aprobados ambientalmente en esta zona del país.</p>	
JOAQUÍN HERREROS FERNÁNDEZ	2	6	75	<p>Considero que los criterios escogidos han sido arbitrarios y poco efectivos:</p> <p>Criterio 3: Creo que el exigir que estos polos de desarrollo comiencen recién el año 2025 es un despropósito, siendo que podrían explotarse cerca de 400 MW en sólo un par de años reforzando la transmisión en los valles de secano de la V y VI región (un año de proceso ambiental por las líneas, mas un año de construcción de éstas líneas con su publicación - los proyectos fotovoltaicos ya aprobados ambientalmente se construyen en 6 meses apróx.). Esperar todo ese tiempo, que además será con varios procesos de expansión y gubernamentales, es sólo relevar la responsabilidad al equipo de trabajo del ministerio de energía del próximo gobierno.</p>	
JOAQUÍN HERREROS FERNÁNDEZ	3	6	75	<p>Considero que los criterios escogidos han sido arbitrarios y poco efectivos:</p> <p>Criterio 4: NO deberían quedar zonas con potencial ERNC fuera del proceso sólo por que los que han realizado las simulaciones no han sido capaces de ver el potencial, o no han querido considerarlo por otros motivos.</p> <p>Las zonas con potencial no dependen de las simulaciones, por lo que deberían ser consideradas como un proceso diferente, y posteriormente incluirlas en los escenarios de las proyecciones.</p>	
JOAQUÍN HERREROS FERNÁNDEZ	4	6	75	<p>Considero que los criterios escogidos han sido arbitrarios y poco efectivos:</p> <p>Criterios 2: Es totalmente arbitrario. ¿Cuánta distancia implica que sea cercano a un sistema de transmisión?. Además, es exactamente la situación que deben resolver los polos de desarrollo, conectar lugares LEJANOS del sistema de transmisión con potencial ERNC. Este criterio va en contra la génesis misma del concepto de polos de desarrollo.</p>	

JOAQUÍN HERREROS FERNÁNDEZ	5	6	75	<p>Considero que los criterios escogidos han sido arbitrarios y poco efectivos:</p> <p>Criterios 5: Es totalmente arbitrario. ¿qué tamaño se escogió? ¿qué significa que sea relevante para el sistema? En China la central Tres Gargantas tiene 22.000 MW instalados, casi tres veces todo el consumo máximo registrado en Chile, sin embargo acá con sólo 200 MW (más de 100 veces menos) se puede desplazar la curva de oferta para que las centrales a gas no sean despachadas en un par de años.</p> <p>Ejemplo de esto es que los precios del segundo trimestre de 2017 estén cercanos a los 100 US\$/MWh debido a que una central a gas decidió vender el gas a Argentina en vez de turbinarlo como lo hizo el primer trimestre de 2017, cuando los precios rondaban los 50 US\$/MWh (precios del mercado spot de energía).</p> <p>Con esto se puede ver la importancia de fomentar la capacidad fotovoltaica de pequeños proyectos en las cercanías de Santiago, que NO compiten con la agricultura por estar en terrenos sin derechos de agua, pero que pueden aportar al rededor de 300 MW al sistema, lo que podría llevar precios más bajos de electricidad al país hasta más allá del año 2025.</p>	
MAURICIO VILLARREAL MESA	1	2,2	18-21	<p><u>Si bien es razonable esperar que los costos de compra de equipos para nuevas plantas fotovoltaicas, de CSP y eólicas sean decrecientes en el tiempo, no es razonable suponer que los costos de terrenos y montaje de los equipos sean igualmente decrecientes. Por el contrario, en la medida que haya más demanda de terrenos y montaje de estos proyectos, muy posiblemente habrá un encarecimiento de estas partidas de inversión, lo que puede reducir o anular la menor inversión total estimada en el tiempo. Además, en la medida que haya cada vez más paneles solares instalados, debiera considerarse el impacto del robo de paneles solares, situación que en Europa está siendo cada vez más frecuente (ver por ejemplo, algunos casos en Alemania en: http://www.pv-diebstahl.de/news). Sugiero moderar las bajas de la inversión esperadas en USD/kW por estos conceptos.</u></p>	
MAURICIO VILLARREAL MESA	2	2,2	22	<p>Aparece la inversión para plantas de hidroelectricidad de pasada pero no de embalse, siendo que en las página 29 se indica que se considera el potencial hidroeléctrico. Dado el régimen de lluvias intermitentes y estacionales que se presentan en Chile, la presencia de grandes cajones cordilleranos y los menores niveles de nieve por efecto del cambio climático, las centrales de embalse permitirán una mejor utilización del recurso hidráulico potencial. Además, entiendo que en el plan no habría tecnologías de generación eléctrica objetadas a priori, siempre que cumplan con las exigencias medioambientales de aprobación.</p>	
MAURICIO VILLARREAL MESA	3	2,4	29	<p>En la Tabla 6 se indica que en hidroelectricidad "Se excluyen SSC menores a 30 MW". Si SSC significara centrales de pequeña escala, no se entiende por qué quedarían excluidas. Agregar un listado de siglas y su significado ayudaría a la comprensión de los textos.</p>	

MAURICIO VILLARREAL MESA	4	2,4	31	Se presenta un mapa con los recursos renovables de Arica a Chiloé, con lo cual se excluye las regiones de Aysén y Magallanes, donde se encuentra un importante potencial de energía eólica, hidráulica, geotérmica y oceánica. En mi opinión estas dos Regiones deberían ser tratadas como un polo de desarrollo, ya que el potencial aporte de energías renovables en los próximos 30 años podría llegar a ser muy significativo. Esta omisión hace que los escenarios propuestos queden sesgados respecto del mayor desarrollo de energía solar en el norte del país. Además, llama la atención que aparezcan en el plan nuevas conexiones eléctricas con los países vecinos (página 40), y que no aparezca una conexión del centro-sur de Chile con la zona austral del propio país.	
MAURICIO VILLARREAL MESA	5	4.3.1	44	La Tabla 13 debería incorporar las plantas geotérmicas, debido a que han tenido oposición, y las solares muy probablemente comenzarán a tener oposición en la medida que se vayan capturando grandes superficies para la instalación de paneles solares.	
MAURICIO VILLARREAL MESA	6	5.3.4	72	El comienzo del primer párrafo dice: "En los resultados de la Tabla 26 ..." Debiera decir: "En los resultados de la Tabla 20 ..."	
MAURICIO VILLARREAL MESA	7	5.3.4	72	El título de la Tabla 20 indica que la unidad de la intensidad de las emisiones por unidad de PIB sería TonCO ₂ e/millones CLP\$ 2011. En los compromisos de Chile en la COP 21 se dice también que se hicieron por unidad de PIB \$2011, sin embargo, las cifras sólo se pueden replicar si se usa la serie del PIB base 2008 encadenado publicado por Banco Central (www.bcentral.cl). Se puede ver el documento "Antecedentes para la Contribución Nacional Tentativa de Chile (Mitigación) ante la Convención Marco de Naciones Unidas de Cambio Climático. Resumen para Tomadores de Decisiones" de la Oficina de Cambio Climático del Ministerio de Medio Ambiente, Tabla 5, páginas 10 y 11 (disponible en http://portal.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2014/12/Minuta- Seccion-Mitigacion-INDC-Resumen-tomadores-de-decision.pdf), que las cifras de PIB corresponden a las del PIB base 2008 encadenado multiplicadas por un ponderador de 1,00176, es decir un 0,2% superiores a las publicadas por el Banco Central en www.bcentral.cl , siendo que la inflación promedio anual entre 2008 y 2011 fue de 6,5%, y debió haberse usado un ponderador de 1,064645 respecto del PIB del año 2008 para haberlo llevado a moneda constante del 2011. Esto parece que ya fue advertido en el documento "Tercera Comunicación Nacional de Chile ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático", 2016, citado por ustedes mismos en la nota de pie de página n° 47. En ese documento, a pesar de que en la página 322 dice que "Chile ha optado por presentar su contribución mediante el indicador 'intensidad de emisiones' (toneladas de CO ₂ equivalente por unidad de PIB en millones de CLP\$ 2011)", en la práctica omite toda referencia al año 2011 en las tablas y gráficos donde aparece el PIB, diciendo sólo que son pesos constantes, sin indicar el año de referencia. Se sugiere eliminar la referencia al año 2011 en la Tabla 20. Además, se sugiere indicar con qué serie de cifras del PIB se calcularon las bajas en la intensidad de las emisiones y si es compatible con la serie utilizada para establecer la intensidad de las emisiones del año base de 2007.	

MAURICIO VILLARREAL MESA	7	5.3.4	72	En el archivo Excel denominado "Gráficos y tablas Informe Preliminar", lengüeta Figuras 21-22-23, se muestra una serie del PIB desde 1990 en pesos constantes, sin indicar el año de referencia, y que no coincide con la serie y el año de referencia utilizado por el Ministerio de Medio Ambiente. Se sugiere indicar la fuente y el año de referencia.	
MAURICIO VILLARREAL MESA	8	5.3.4	72	<u>La Tabla 20 muestra las reducciones esperadas en la intensidad de las emisiones del sector energía, que es el principal aportante de CO2 en las emisiones de GEI del país. Tal como el IPCC informó en la COP 22 en Marrakech el año 2016, los compromisos de la COP 21 de París son insuficientes para detener el alza de la temperatura promedio de la tierra por sobre los 2°C desde el periodo preindustrial (año 1750), que fue el acuerdo tomado en la COP 15 en Copenhague el año 2009. Para afrontar este problema se requerirán nuevos compromisos de reducción de GEI entre los años 2020 y 2050 con el apoyo de todos los países participantes del UNFCCC (Ver Figura 2 en documento publicado en: http://unfccc.int/resource/docs/2016/cop22/eng/02.pdf). En este sentido, los compromisos esperados de reducción de emisiones no son estáticos, y dependen de la trayectoria de las emisiones globales de GEI y del alza de temperatura del planeta. Así, los compromisos de reducción de emisiones pueden llegar a ser mucho más exigentes, tanto antes como después del año 2030.</u>	
MAURICIO VILLARREAL MESA	8	5.3.4	72	Posterior al año 2030 sugiero considerar escenarios compatibles con los publicados por el UNFCCC en http://unfccc.int/focus/indc_portal/items/9240.php . En esas proyecciones se puede ver que para resguardar al planeta de un alza de temperatura superior a los 2°C, a partir de 1750, se requiere que el mundo vaya convergiendo paulatinamente hacia a cero emisiones de GEI hacia el 2050. Hasta ahora Chile se ha sumado a los esfuerzos para reducir el calentamiento global del planeta, pero los escenarios de la planificación energética de largo plazo se ven ajenos a la condición requerida de reducción de las emisiones de GEI de largo plazo.	
MAURICIO VILLARREAL MESA	8	5.3.4	72	Entonces, si el mundo requiere encaminarse hacia una cesación de las emisiones de GEI, sería interesante saber si alguno de los 5 escenarios de planificación propuestos se alinea con las necesidades del planeta. La planificación energética de largo plazo debería mostrar las emisiones de CO ₂ asociadas a cada escenario, y la Tabla 20 debería mostrar tanto las emisiones esperadas de CO ₂ , como la intensidad de las emisiones por unidad de PIB, para los quinquenios siguientes, es decir, los años 2035, 2040 y 2045.	
MAURICIO VILLARREAL MESA	8	5.3.4	72	Para la COP 21 de París, Chile indicó que podría disminuir la intensidad de sus emisiones el año 2030 hasta en 45% respecto del año 2007, siempre y cuando reciba aportes monetarios, sin indicar el monto. Se sugiere indicar qué se requeriría para lograr reducir la intensidad de emisiones del sector energía hasta en un 45% el año 2030.	

MAURICIO VILLARREAL MESA	8	5.3.4	72	Los escenarios que no alcancen una reducción de al menos un 30% en la intensidad de las emisiones de GEI por unidad de PIB en el año 2030 debieran calificarse como no compatibles con los compromisos de Chile, y deberían incorporar obligatoriamente la condición de aumento de los impuestos a las emisiones de GEI. Más aún, se sugiere crear un sexto escenario que signifique, por ejemplo, que hacia el 2045 el sector energía de Chile alcance una reducción de emisiones (y no de la intensidad de las mismas por unidad de PIB) de al menos un 45% respecto de un año conocido que podría ser el 2015.
TRANSELEC S.A	1	2,1	8	Entre los subtítulos analizados en este capítulo de demanda energética, no queda claro si se consideró o no el crecimiento de la demanda eléctrica producto de una mayor electrificación de los hogares más pobres, a medida que va aumentando el ingreso per cápita en el horizonte de análisis. Chile tiene una demanda per cápita de electricidad bastante inferior a la de países más desarrollados y en el horizonte de análisis ese indicador debería ir subiendo por distintos factores, entre los cuales está el mencionado.
TRANSELEC S.A	2	2.1.2	11	Las tablas con el crecimiento del PIB aparecen bastante bajos en todo el horizonte. Se solicita que en el informe definitivo se justifiquen con más detalle los supuestos detrás de estos números.
TRANSELEC S.A	3	2.1.3	12	La producción minera indicada en la Tabla N°3 si bien crece en los primeros años, en los últimos años se aprecia una tendencia a la baja, la cual se solicita se justifique en el informe definitivo con más detalle. ¿Esta proyección supone que no hay nuevos proyectos de minería en el horizonte mostrado?
TRANSELEC S.A	4	2.1.3	12	La producción de toneladas de cobre utilizada considera un decrecimiento de la producción desde el año 2022 hasta el año 2027, que corresponde al último año de la proyección. Luego, desde el año 2027 en adelante se considera la tendencia promedio anual de los años 2016-2027. Se solicita mostrar cómo quedaría definida esa tendencia, ya que la producción de cobre no se justificaría que volviera a crecer posterior a esa bajada, previo a un decrecimiento.
TRANSELEC S.A	5	2.1.5	15	Puesto que se hace la alusión a vehículos y taxis, además que luego se habla de buses y camiones de transporte de carga, ¿a qué segmento se le considera vehículo? ¿Se considera el cambio del parque de buses, además del desarrollo de trenes eléctricos?
TRANSELEC S.A	6	2.1.5	15	Se modela una penetración de vehículos eléctricos que alcanza un 40% al año 2050, proyección que resulta conservadora en relación a predicciones en las que señalan que a contar del año 2030 todos los vehículos nuevos serán eléctricos (ver Tony Seba, "Disrupción limpia de la energía y el transporte", pp. 140-148,2014).
TRANSELEC S.A	7	2.1.7	17	En el punto 2. "Cálculo de Ingreso anual" de este punto no queda claro si el supuesto de venta es toda la producción propia o el saldo neto entre producción y consumo. El ahorro de compras de energía a la DX debería estar en el flujo de caja de la evaluación económica de estos equipos, y de la redacción no queda claro cómo fue considerado. Se solicita que en el informe definitivo se explique mejor.

TRANSELEC S.A	8	2,2	20	Respecto de las plantas eólicas terrestre se solicita especificar en que se basa el supuesto que la mejora tecnológica se traduciría en una mejora del factor de planta. Se trata de más altura para los aerogeneradores u otro tema. El tema de mayor altura tiene una contraparte de mayor costo y mayor riesgo sísmico y más complejo aprobar ambientalmente los proyectos.
TRANSELEC S.A	9	2,2	21	Se solicita revisar las proyecciones de costo de inversión de las centrales eólicas terrestres, puesto que no queda claro porque este valor se mantendría constante durante todo el periodo en un escenario alto. Lo que se esperaría es que este valor disminuya en menor medida que en los escenarios bajo y medio.
TRANSELEC S.A	10	2,2	23	Los costos de BESS (Baterías) se expresan, generalmente, en términos de potencia y energía teniendo la forma: $C=C_e \cdot E + C_p \cdot P$, donde C es el costo del equipo, C_e es el costo de energía (USD/MWh) y C_p el de potencia (USD/MW) y E y P son la energía y potencia respectiva de la batería, la cual tienen directa relación en función del diseño de la misma.
TRANSELEC S.A	11	2,2	23	Los proyectos de baterías de litio consideran, frecuentemente, una duración máxima de almacenamiento por 5 horas. Dado que el informe considera 14 horas de almacenamiento se observan costos realmente altos en el informe preliminar. El costo resultante considerando 14 horas es de aproximadamente 5.000 USD/kW (5 MUSD/MW) en el escenario optimista. Costos referenciales ¹ consideran 0,1 MUSD/MWh y 0,6 MUSD/MW lo que daría un valor de 2 MUSD/MW en las mismas condiciones del estudio. Para escenario medio se tiene un costo referencial de 0,2 MUSD/MWh y 0,6 MUSD/MW por lo que el costo del BESS para 14 horas sería 3,4 MUSD/MW vs. 6 MUSD/MW mostrado en el informe preliminar. Estos costos elevados que fueron considerados para el almacenamiento de energía influyen directamente en los resultados del estudio, ya que no permite que los proyectos de almacenamiento de energía sean económicamente viables.
TRANSELEC S.A	12	2,2	23	En el informe preliminar el tratamiento de las baterías se da únicamente como un recurso de generación que compite con otras tecnologías de generación, por lo que no sorprende que no resulte recomendada la instalación de estos equipos. Esto trae consigo que no se considere en el análisis los efectos de la tecnología en la provisión de Servicios Complementarios o su uso como infraestructura de Transmisión para disminuir congestiones, los cuales son los usos de esta tecnología que presentan mayor potencial en el corto y mediano plazo en el país.
TRANSELEC S.A	13	2,4	29	Llama la atención la cifra elevada de 30 ha/MW y 20 ha/MW de densidad que se indican como densidad de potencia para las centrales eólicas, sobre todo si se comparan con las cifras para las centrales fotovoltaicas y de concentración solar que son varias veces más bajas.
TRANSELEC S.A	14	3,3	35	Se identifican las barras a las cuales se agrega la demanda, no obstante, no se especifica la metodología utilizada para realizar la agrupación. Además de la metodología, sería conveniente mostrar una tabla con la demanda desagregada.
TRANSELEC S.A	15	3,3	35	Se solicita incluir un mapa para referenciar las barras con demandas de forma geográfica.

TRANSELEC S.A	16	3,3	36	Para un sistema eléctrico cuyo desarrollo en generación se visualiza fundamentalmente en centrales solares y eólicas, considerar una modelación de la demanda de 8 bloques para las 24 horas del día es insuficiente, sobre todo si el objetivo de este informe es para definir los escenarios con los que se planificará la expansión de la transmisión. Este tipo de centrales tiene variaciones horarias significativas, incluso durante las horas en que normalmente operan. Dada la alta penetración que se espera para ellas, modelar la demanda, y consecuentemente la generación de estas centrales, en sólo 8 bloques no reflejará adecuadamente las necesidades de transmisión.	
TRANSELEC S.A	17	3,5	37	Se solicita consideran la entrada de proyectos de GNL en el plan de expansión que actualmente presentan contratos de licitación de suministro adjudicados.	
TRANSELEC S.A	18	3.5.1	39	En la tabla 10 se solicita usar como separación de miles un punto (.) en lugar de coma (,).	
TRANSELEC S.A	19	3.5.1	39	En la Tabla 10 no se aprecia como alternativas de generación centrales hidráulicas de embalse, en circunstancias que en el país claramente existen recursos para este tipo de centrales. Se solicita que en el informe definitivo se incluyan o que al menos se indique la razón de porque no aparecen en la tabla.	
TRANSELEC S.A	21	3.5.1	39	Se solicita mostrar la fuente de donde se obtiene la información correspondiente al resumen regional de potencial de capacidad instalable (MW).	
TRANSELEC S.A	22	3,6	40	En la Tabla 11, la columna "capacidad línea" indica algunas interconexiones de 1 MW. Favor corregir.	
TRANSELEC S.A	23	4,3	44	Se solicita explicar cuál fue el criterio para seleccionar las distintas alternativas de cada factor para construir los 5 escenarios.	
TRANSELEC S.A	24	4.3.1	45	Se solicita justificar porque consideraron un factor de aumento en tiempo de construcción igual a 1,5.	
TRANSELEC S.A	25	4.3.2	46	En este punto se hace referencia a un nivel de demanda energética "Alta", "Referencial" y "Baja", sin embargo en la Tabla 12 de la página 44 no aparece el nivel "Referencial", sino que en su lugar aparece "Media". Se solicita corregir ya sea la tabla o el texto para mantener consistencia.	
TRANSELEC S.A	26	5.1.1	54	Los crecimientos proyectados de la demanda aparecen como bajos, considerando que el crecimiento de la demanda aún no se desconecta del crecimiento del PIB. Parte de la explicación puede provenir del hecho que el supuesto de crecimiento del PIB es bajo, como se mencionó en la observación número 1. Se solicita que en el informe definitivo se incluya un anexo en el cual se detalle cómo se llega a las cifras de crecimiento de la demanda eléctrica. Si bien es cierto, en el informe preliminar se mencionan los factores que influyen en ella (Crecimiento PIB, producción minera, penetración eficiencia energética, transporte eléctrico, etc.), no se indica cómo se pondera cada factor para llegar a la demanda de energía eléctrica proyectada. Se solicita aclarar porque las proyecciones de demanda eléctrica entre los años 2016 y 2024 son bastante similares entre los 3 escenarios ¿No deberían éstas tener una mayor diferencia entre ellas?	

TRANSELEC S.A	27	5.2.1	66	En el párrafo después de la Tabla 18 se menciona que la potencia instalada en la región de Antofagasta es de 17.000 MW, sin embargo de la tabla se desprende que es de 21.000 MW.	
TRANSELEC S.A	28	5.2.3	67	Se presenta un análisis de sensibilidad considerando una ventana hidrológica de menos años. Aun cuando se presentan conclusiones respecto a esta con los escenarios energéticos elegidos, este factor es muy relevante y tiene alta incertidumbre por lo que debería ser considerado en la definición de los escenarios energéticos.	
TRANSELEC S.A	29	5.3.1	69	Se solicita aclarar el año de puesta en servicio del terminal de regasificación Quintero.	
TRANSELEC S.A	30	5.3.1	69	Se solicita modificar la fuente del pie de página número 45.	
TRANSELEC S.A	31	5.3.2	71	En general en los escenarios no hay una disminución importante de uso de leña, de modo que deja al cuestionamiento las medidas que se consideran en el presente informe para mitigar el uso de esta fuente energética en los siguientes años.	
TRANSELEC S.A	32	6	75	Observación General El resultado del análisis arrojó que luego de la aplicación de los criterios que se describen no resultan recomendados polos de desarrollo en el informe preliminar. Al respecto uno de los objetivos principales de la Planificación Energética de Largo Plazo que debe elaborar el Ministerio es la definición de potenciales polos de desarrollo a analizar. La ley 20.936 contiene varios artículos en ese sentido y existen muchas expectativas respecto del resultado final del análisis. Que en el informe preliminar no aparezcan polos de desarrollo es decepcionante. Dado que algunos de los criterios utilizados para el análisis fueron muy exigentes, quizás deba analizarse la posibilidad de relajarlos con el objeto de que al menos aparezca un polo de desarrollo en el país. Resulta muy llamativo que en el primer informe no aparezca ningún polo de desarrollo, luego de la forma en que se justificó su inclusión en la ley como uno de los segmentos relevantes de la transmisión, ya que éstos serían la solución para poder desarrollar pequeños proyectos de ERNC que de otra forma no serían factibles.	
TRANSELEC S.A	33	6	76	Criterio 1: No se justifica la exclusión de las centrales fotovoltaicas para polos de desarrollo.	
TRANSELEC S.A	34	6	76	Criterio2: Costo de sistema de transmisión sea inferior al 1%, si bien es un criterio específico, carece de argumentación, ya que un sistema de transmisión para un proyecto se evalúa caso a caso y tiene que ser de acuerdo a las condiciones territoriales, ambientales y de comunidades.	
TRANSELEC S.A	34	6	77	En la Tabla 21, para la Isla de Chiloé aparece un máximo de 272 MW como recurso eólico, en circunstancias que el potencial disponible es bastante mayor que eso. Estos resultados no están en línea con la planificación de la transmisión y en particular el desarrollo del sistema de transmisión Sur. En los próximos meses será licitado un proyecto de transmisión nacional que consiste en construir un nuevo enlace de 2x1500 MW entre la isla de Chiloé y Puerto Montt.	
TRANSELEC S.A	35	6	79	Respecto del criterio 4., considerar que las zonas recomendadas deben aparecer en al menos un 60% de los escenarios (3 de 5) aparece como una restricción bastante exigente, dado que las zonas factibles hasta la aplicación del criterio número 3 eran 12 y después de la aplicación del criterio 4 se redujo a sólo una. Se solicita considerar un criterio menos exigente como por ejemplo, que las zonas recomendadas deben aparecer en al menos el 40 % de los escenarios (2 de 5).	

TRANSELEC S.A	36	6	79	Respecto del mismo criterio número 4, se menciona que todos los escenarios considerados son igualmente probables, sin embargo ello no fue mencionado en el capítulo de definición de los escenarios. Se solicita indicar en el capítulo correspondiente las razones que justifican ese supuesto en función de la elección de las alternativas posibles de los distintos factores que se usaron para construir los escenarios.	
TRANSELEC S.A	37	6	79	Criterio 5: Ser relevantes para el sistema es arbitrario ya que pueden existir eficiencias locales que no están siendo identificadas con la metodología propuesta.	
TRANSELEC S.A		8,6	92	Se indica una disponibilidad de un 42% para las baterías, de acuerdo a la información entregada por el Coordinador. En vista que las instalaciones existentes en Chile fueron pioneras en su instalación en el mundo y que corresponden a un tipo especial de servicio (respuesta rápida por corto tiempo) no parece razonable utilizar estos valores históricos. Se sugiere utilizar información a nivel mundial (más casos) y considerar el tipo de uso de las baterías; del mismo modo, se podrían utilizar valores proyectados por fabricantes a fin de captar los avances tecnológicos de las baterías.	
TRANSELEC S.A	39	General		El informe adolece de análisis o recomendaciones respecto al sistema de transmisión y su crecimiento futuro; del mismo modo, aspectos como la seguridad de la operación o la resiliencia del sistema no son considerados en el análisis, aun cuando son temáticas clave del sector energético del país. Adicionalmente, la estimación de escenarios de desarrollo de generación no toma en cuenta fenómenos como la flexibilidad necesaria para permitir la correcta integración de la generación no despachable e intermitente, lo cual ocasiona distorsiones considerables en las proyecciones del parque de generación y las tecnologías necesarias para el suministro de la demanda en un régimen 24/7. En este contexto, es imposible pensar en escenarios de generación puramente solar fotovoltaica y eólica sin otra tecnología de generación que aporte flexibilidad durante las horas en la que no se dispone del recurso.	
TRANSELEC S.A	40	General		El Informe no hace referencia alguna a la consideración (o no) de planes estratégicos regionales. En subsidio, podría considerarse o al menos evaluar la consideración de información proveniente de algunas de las Comisiones Regionales de Desarrollo Energético.	
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	1	2.1.1	8,9	Se debe notar que las proyecciones pueden tener una alta incertidumbre, en periodos de tiempo tan prolongados. Se debe mantener una adecuada frecuencia de actualización de estas proyecciones.	
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	2	2.1.2	11	Debería considerarse una tasa de crecimiento económico optimista $\geq 4,0\%$ /año desde 2022 y decreciente después. Esto, porque, aunque esta trayectoria puede ser de $<$ probabilidad que la Referencial, si se da, puede ocurrir que la energía eléctrica tenga un cuello de botella en la transmisión.	
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	3	2.1.3	12	Verificar la consistencia de esta proyección de producción de cobre con la proyección de crecimiento del PIB considerada en sección 2.1.2.	

COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	4	2.1.3	12	En el caso de la producción minera, el factor de desarrollo debe considerar modificaciones en sus procesos y una línea de desarrollo tecnológico y de valor agregado aplicable al cobre y al litio.
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	5	2.1.3	12	Utilizar la tendencia promedio anual entre los años 2016-2027 (creciente hasta 2022 y decreciente después), para cubrir los años posteriores en la proyección de la producción de cobre, no es consistente con la posible causa de la proyección decreciente en los años 2022 a 2027 (tasa=-1,5%/año), debida en gran parte a la reducción de las leyes del mineral.
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	6	2.1.4	13, 14	En el caso de la Industria y la Minería, se debe considerar medidas como la introducción de motores de imanes permanentes (solo esto aumenta eficiencia en 15% al menos). En el caso de viviendas, se debe considerar la diferenciación de la normativa de constructibilidad entre Norte y Sur del País.
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	7	2.1.5	14	El supuesto de 40% de parque vehículos eléctricos para nuestro país puede ser muy optimista. Se sugiere incluir una cuota de vehículos eléctricos en el transporte público, como resultado de eventuales medidas sectoriales en los próximos años.
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	8	2.1.7	16	Estamos pasando desde una evolución de kW a MW, a una convolución de MW a kW, lo que se dará en la medida que se abran los nuevos roles en Distribución y se introduzcan todo tipo de tecnologías (no sólo renovables) que generen a nivel de los KW (oportunidades de desarrollo en el mercado de los kilo watts).Este importante cambio de la convolución desde los MW a los KW tendrá un impacto muy gravitante en un lapso de planificación de corto a mediano plazo con su relevante efecto en los sistemas de transmisión.
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	9	2.1.7	16	Tabla 4: Indicar unidad del costo de inversión
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	10	2,2	18	El análisis de la PELP indica que, a priori, no se ha considerado la opción nuclear para. Por lo tanto, los escenarios resultantes a largo plazo tampoco consideran la energía nuclear. Parece extraño que no se considere la energía nuclear para Chile siendo que en la Unión Europea la participación nuclear es del orden del 30% promedio de los 28 países integrantes. Se requiere una explicación respecto a la no inclusión de centrales de energía nuclear, tomando en cuenta que se analiza un horizonte hasta 2050. ¿Es política del Estado no tomarlas en cuenta?
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	11	2,2	18	Se requiere una explicación respecto a la no inclusión de centrales de embalse (considerando las de la XI Región), tomando en cuenta que se analiza un horizonte hasta 2050. ¿Es política del Estado no tomarlas en cuenta?
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	12	2,2	18	Se debe explicar en más detalle: a) cuál es el concepto de costo de cada tecnología (Levelized Cost of Energy (LCOE) o Costo de Desarrollo u otro) que integra al costo de inversión, operación y mantención (COMA), variable no combustible (CVNC) y variable combustible, y que es el pertinente para la evaluación y comparación de los escenarios de generación de energía eléctrica; b) cuál es la metodología de determinación del costo; y c) cómo este costo participa en la evaluación y comparación de los diferentes escenarios.

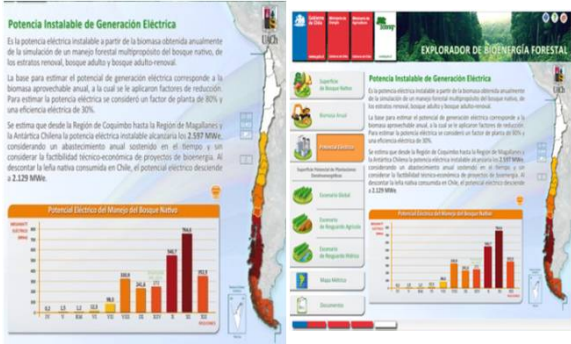
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	13	2,2	19-24	Explicar o confirmar si el costo de inversión actual de cada tecnología corresponde a proyectos reales ejecutados en Chile o es estimado para proyectos a ejecutar en Chile.
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	14	2,2	19	En cuanto a la proyección del costo de inversión de planta solar fotovoltaica, en vez de Brasil se debiera considerar los mercados desarrollados en fabricación y/o uso de esta tecnología, como China, Japón, Corea, UE, Alemania, España, EEUU.
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	15	2,2	19	En relación a la Figura 3, Solar Fotovoltaica, se debiera explicar en qué avances tecnológicos (óptica-eficiencia, materiales, técnica construcción, etc.) y/o beneficio de mercado (economías de escala) se fundamentan las proyecciones de reducción del costo de inversión "Referencial" y "Bajo" (30% y 50% respectivamente al 2030).
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	16	2,2	20	En relación a la Figura 4, Solar CSP, se debiera explicar en qué avances tecnológicos (óptica-eficiencia, materiales, técnica construcción, etc.) y/o beneficio de mercado (economías de escala) se fundamentan las proyecciones de reducción del costo de inversión "Referencial" y "Bajo" (50%-60% al 2025).
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	17	2,2	23	En relación a la Figura 7, Geotermia, se debiera explicar en qué avances tecnológicos (ingeniería, materiales, técnica construcción, etc.) y/o beneficio de mercado (escala) se fundamenta la proyección de reducción del costo de inversión.
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	18	2,2	24	El costo de inversión de Almacenamiento en base a Bombeo Hidráulico, debiera ser 1.833 USD/kW FV, en vez de 1.300 US\$/kW. Según la página web del proyecto Valhalla, http://valhalla.cl/es/our-projects/ , la inversión total es 1.100 MMUSD (600 MMUSD planta Solar FV más 500 MMUSD planta Hidráulica-Bombeo), para una capacidad total de 600 MW FV.
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	19	2,2	24	En el costo de inversión de Almacenamiento en base a Bombeo Hidráulico, el costo de la componente planta Solar FV, de existir, debiera reducirse igual que en punto anterior "Solar Fotovoltaica".
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	20	2,4	27	Dentro de las fuentes de energías renovables con zonas con potencial para la generación eléctrica, se debiera incluir también la biomasa.
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	21	2,4	28	Tabla 5: ¿Se analizaron centrales eólicas de mayor altura y de mayor capacidad ?
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	22	2,4	28	Se debiera incluir, también, biomasa (desechos de madera y agrícolas).
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	23	2,4	29	En Tabla 6, celda Hidroeléctrico/Capacidad (MW), explicar por qué se excluyen proyectos "menores a 30 MW" y, en particular, "minihidro" (menor que 20 MW)

COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	24	2,4	29	Explicar a que se refieren con el "factor de pérdida de 0,75" en el caso eólico.
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	25	2,4	31	En la Figura 14, "Potenciales de energías renovables utilizados en el proceso", y en la explicación correspondiente en el texto, se debe incluir y analizar las zonas con potencial de proyectos hidroeléctrico en Aysén, o explicar por qué han sido excluidas.
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	26	2,4	33	En la nota 30, se debiera revisar la tasa de actualización considerando, principalmente, que en la Ley 20.936 se amplió el horizonte de Planificación a, al menos, 30 años. La tasa vigente podría ser alta para horizonte de 30 años.
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	27	3,1	34	Revisar redacción de la segunda línea.
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	28	3,6	40	Tabla 11: No se entiende porque se considera 1MW para la capacidad de algunas líneas de transmisión en el caso de las interconexiones internacionales.
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	29	4	41	Deben existir escenarios donde, en condiciones de mercado, deben analizarse las iniciativas de introducción tecnológica, big data, el uso del despacho descentralizado, las redes inteligentes, además de la eficiencia energética. Los escenarios deben velar por la integración de la electrificación, el despacho a alto y bajo nivel, la gestión de la demanda y el uso intensivo de la electricidad. Esto dibujaría a nivel de MW (Generación), las condiciones de operación, pero incluso, podría obligar a generadoras a salir, tanto las no renovables como las renovables solares. El principal tema es la operación al menor costo, bajas emisiones.
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	30	4	41	Párrafo 1: Explicar cuáles prospectivas de cambios tecnológicos, aparte de las consideradas en las proyecciones de costos.
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	31	4,1	41	En escenarios de largo plazo, como los que se presentan en este informe preliminar, un tema relevante, de no considerarse suficiente almacenamiento, es la resiliencia, lo que obliga a que debe existir tanto generación solar como térmica de respaldo. Es más, por más sol que haya y lo más barato que pueda significar su operación, cuando supere el 30% de participación en la matriz, deberá existir una reserva en giro importante, que deberá ser pagada y operada.
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	32	4,1	41	Aparentemente, el informe de CEUChile+UAI+EECG, que soporta los escenarios, no contempla la consistencia de políticas de avance tecnológico versus su impacto en la modificación del sistema energético. Esto es una carencia en la manera de definir escenarios.
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	33	4,3	44	En Tabla 12, Escenarios, debiera haber un elemento principal que caracterice a cada Escenario, elemento que debe ser identificable intuitivamente y tenga sentido en cuanto a que los escenarios son equiprobables.

COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	34	4.3.1	45	En "Disposición social para proyectos", en "Nivel "+Costo y con carbón CCS", CCS se aplica sólo a emisiones de gases con efecto invernadero (GEI). No se aplica a emisiones con impacto local. Por lo tanto, no es necesariamente cierto que, debido a la oposición al desarrollo de centrales en base a carbón, oposición que se debe en gran medida a las emisiones con impacto local, sólo sea posible instalar centrales a carbón en el país si disponen de tecnología de captura y secuestro de carbono.
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	35	5.1.1	51	Figura 17: Proyecciones de demanda de energía total. Las proyecciones parecen bajas (Alta: 2,08%/año. Baja: 1,52%/año) aun considerando que las tasas de crecimiento del PIB supuestas también son bajas. Explicar cuáles son los fundamentos.
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	36	5.2.1	58	Figuras 25, 27, 29, 31 y 33: Evolución de la capacidad instalada total, Escenarios A, B, C, D, E. La capacidad instalada se debiera cuantificar sólo como capacidad de generación, en GWh/año y no en MW, porque en MW puede haber distorsión debido a las diferencias significativas en los factores de planta (FP) de las centrales solares FV y eólicas, y los FP de las centrales convencionales (hidro y combustibles). Explicar si esto fue considerado en las proyecciones señaladas.
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	37	5.2.1	58	Explicar si se suponen cambios en la potencia de reserva (MW) respecto al año 2016.
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	38	5.2.1	63	Escenario C. No parece que tenga sentido económico la generación con centrales diésel. Los ciclos combinados debieran ser más eficientes con GN y este combustible debería tener menor precio.
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	39	5.2.3	67	Sería interesante conocer el efecto que tendría en esta planificación el anticipar al año 2030 la proyección que se hace al año 2046.
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	40	5.3.2	70	Precisar si "Leña" corresponde o no a Biomasa que se informa en Anuario Estadístico de Energía 2005-2015 de CNE (página 129).
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	41	5.3.5	74	Figura 39: Generación eléctrica distribuida residencial. Las proyecciones parecen muy conservadoras. La proyección optimista al año 2046 (300.000 MWh/año) equivale a alrededor del 1% del consumo residencial de energía eléctrica, en su proyección baja, en el año 2046 (pág. 54). Esto contrasta con el supuesto, muy optimista, de 40% de vehículos eléctricos en el parque automotriz al año 2046 (sección 2.1.5, página 14). Se debiera considerar mayor incidencia para transformaciones que pueden ser muy determinantes, como es el caso de la generación distribuida. Me parece muy conservador el impacto que se prevé de ella en este estudio.
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	42	6	75, 76	Criterio 1. Explicar por qué se excluyó la energía solar y la biomasa.

COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	43	6	80	Criterio 5, "Las zonas recomendadas deben ser de tamaño relevante", análisis de la zona Hid_Pichirropulli04. Se debe explicitar cuál es el costo total del sistema y el costo de no consideración de la zona, para tener una mejor apreciación de los resultados. De acuerdo con Fig. 20, la demanda eléctrica al 2026 es 100.000 GWh y suponiendo costo unitario de 50 USD/MWh, el costo total al 2026 sería 5.000 MMUSD/año. Entonces, la no consideración de la zona significaría un costo en Escenario B de 1,4 MMUSD/año que tiene un Valor Presente (20 años y tasa descuento de 6%/año), de 16 MMUSD, monto que podría justificar la construcción de la línea de transmisión para habilitar esta zona.	
COLEGIO DE INGENIEROS DE CHILE A.G	44	8,5	90	Se estima que se asignó un valor bajo para la vida útil de las centrales de pasada y de embalse.	
EDUARDO OLMEDO DÍAZ	1	2.1 Demanda energética	8	La proyección para el caso eléctrico omite el potencial eléctrico que podría generarse con biomasa, aun cuando se indica que es "para todos los energéticos que se consumen en el país".	
EDUARDO OLMEDO DÍAZ	2	2.1 Demanda energética	8	El informe, incluye parcialmente el uso de biomasa como energético para calefacción y cocción, se omite uso para agua sanitaria.	
EDUARDO OLMEDO DÍAZ	3	Tabla 1: Sectores y energéticos en la proyección de demanda	9	La tabla incluye a leña y Biomasa como energéticos de uso final, sin embargo la proyección no considera la biomasa en su capacidad real y potencial de generar energía eléctrica.	
EDUARDO OLMEDO DÍAZ	4	2.1.1 Supuestos generales	8,9	Posterior a Tabla 1 debe corregirse redacción, uso de singular-plural y sentido del párrafo siguiente dice:	
EDUARDO OLMEDO DÍAZ	4	2.1.1 Supuestos generales	8,9	"A su vez, cabe señalar que como una de las políticas medioambientales que tienen incidencia fueron consideradas, en las proyecciones de demanda energética, las restricciones ambientales derivadas de los planes de descontaminación atmosférica, en cuanto al consumo de leña para efectos de calefacción y cocción."	
EDUARDO OLMEDO DÍAZ	4	2.1.1 Supuestos generales	8,9	Se sugiere:	

EDUARDO OLMEDO DÍAZ	4	2.1.1 Supuestos generales	8,9	Cabe señalar que entre las políticas medioambientales que tienen incidencia se consideró, en las proyecciones de demanda energética, tanto las restricciones ambientales derivadas de los planes de descontaminación atmosférica, en cuanto al consumo de leña para efectos de calefacción, cocina y agua sanitaria, como los cambios tecnológicos esperables en artefactos que utilicen biomasa con máxima eficiencia y mínima emisión, para estos usos, así como la disminución de la pobreza energética generada por la deficiente aislación de las envolventes de los edificios, y el alto costo de otros energéticos.	
EDUARDO OLMEDO DÍAZ	5	2.1.1 Supuestos generales	8,9	No se incluye acuerdos internacionales del estado respecto a REED+, GEI y metas de descarbonización e independencia de combustibles que emiten carbono fósil como: el Gas de esquisto extraído mediante fracking conocido como gas natural, derivados del petróleo y carbón mineral, en el marco de la transición hacia una matriz energética que no genere daño ambiental.	
EDUARDO OLMEDO DÍAZ	6	2.1.1 Supuestos generales	8,9	No se menciona la política de estado respecto a uso de la leña para calefacción generada en este gobierno. , "Política de Uso de la leña y sus derivados para calefacción"	
EDUARDO OLMEDO DÍAZ	7	2.1.3 Producción minera		En pie de página se menciona el 14% del consumo energético de la minería, no se indica el aporte al PIB de la minería que fue de 7,8 el año 2016, ni su aporte a ingresos fiscales del orden de 6%.	
EDUARDO OLMEDO DÍAZ	8	2.1.4 Eficiencia Energética	12,14	Se prevé disminución del consumo de leña lo que se va a generar por 3 efectos principales que son:	
EDUARDO OLMEDO DÍAZ	8	2.1.4 Eficiencia Energética	12,14	Mejoramiento en aislación térmica de envolvente de edificios residenciales o no residenciales, tanto de edificios construidos y nuevas edificaciones.	
EDUARDO OLMEDO DÍAZ	8	2.1.4 Eficiencia Energética	12,14	Recambio de calefactores por artefactos que combustionan biomasa con eficiencia y bajo costo de combustible.	
EDUARDO OLMEDO DÍAZ	8	2.1.4 Eficiencia Energética	12,14	Uso de leña seca y sostenible con trazabilidad.	
EDUARDO OLMEDO DÍAZ	8	2.1.4 Eficiencia Energética	12,14	Aportando a disminuir la pobreza energética de hogares que actualmente no logran satisfacer temperatura de confort con ningún energético.	
EDUARDO OLMEDO DÍAZ	9	2.1.6 Climatización eléctrica	15	Menciona en consumo para efectos de calefacción distintos energéticos indicando leña entre ellos se sugiere modificar leña por biomasa, pues se proyecta incremento del uso de pellets y chips o astillas, como ya ocurre en Santiago con calefacción distrital para 1400 departamentos en las torres San Borja, con 2,9MW utilizando chips de madera, y cumplimiento de emisiones.	

EDUARDO OLMEDO DÍAZ	10	2.4 Potenciales y perfiles de generación	27,32	No se consideró el recurso renovable con carbono neutral proveniente de la Biomasa.	
EDUARDO OLMEDO DÍAZ	10	2.4 Potenciales y perfiles de generación	27,32	En el Proyecto “Evaluación del Mercado de Biomasa y su Potencial”, encargado por el Ministerio de Energía a la Universidad Austral de Chile, con la colaboración de la Corporación Nacional Forestal (CONAF), se generó el Primer Explorador de Bioenergía Forestal. El Explorador de Bioenergía Forestal contribuye al fortalecimiento de las Energías Renovables No Convencionales, como una manera atractiva para diversificar la matriz energética del país, disminuir la dependencia de combustibles fósiles importados y mitigar los gases efecto invernadero que están produciendo el fenómeno del cambio climático.	
EDUARDO OLMEDO DÍAZ	10	2.4 Potenciales y perfiles de generación	27,32	Los principales resultados indican que la disponibilidad de biomasa aumenta de norte a sur, siendo mayor en las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes, y de forma correspondiente el potencial energético. La biomasa forestal técnicamente aprovechable del país tiene una Potencia Técnica Eléctrica Instalable total de 2.597 MWe.	
EDUARDO OLMEDO DÍAZ	10	2.4 Potenciales y perfiles de generación	27,32	La superficie neta de bosque nativo aprovechable con fines energéticos es de 6,5 millones de ha., lo que determinó que el total de biomasa potencialmente aprovechable de bosque nativo entre la IV y XII Región es de 21.577.148 Toneladas Secas por año.	

EDUARDO OLMEDO DÍAZ	10	2.4 Potenciales y perfiles de generación	27,32	<p>Esta herramienta se aloja en el Sistema de Información Territorial (SIT) de CONAF (sit.conaf.cl), administrado por el Departamento de Monitoreo de Ecosistemas Forestales. El Explorador está disponible también en los sitios web del Ministerio de Energía (www.minenergia.cl, bajo banner Energías Renovables) y de la Universidad Austral de Chile (www.uach.cl).</p>																																					
EDUARDO OLMEDO DÍAZ	11	3.4 Centrales existentes y en construcción	36,37	<p>Pareciera estar implícito que la Capacidad Instalada [MW] incluye factor de carga de cada tecnología sugiero que se indique en nota a pie de tabla si es potencia efectiva o nominal.</p>																																					
EDUARDO OLMEDO DÍAZ	12	3.5.1 Capacidad de expansión renovable por región	38,39	<p>No incluye las capacidades máximas del recurso disponible de biomasa.</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Región</th> <th>Tecnología</th> <th>Potencial [MW]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>IV</td> <td>Biomasa</td> <td>0,2</td> </tr> <tr> <td>V</td> <td>Biomasa</td> <td>1,5</td> </tr> <tr> <td>XIII_RM</td> <td>Biomasa</td> <td>1,2</td> </tr> <tr> <td>VI</td> <td>Biomasa</td> <td>12,3</td> </tr> <tr> <td>VII</td> <td>Biomasa</td> <td>98,0</td> </tr> <tr> <td>VIII</td> <td>Biomasa</td> <td>330,9</td> </tr> <tr> <td>IX</td> <td>Biomasa</td> <td>241,6</td> </tr> <tr> <td>XIV</td> <td>Biomasa</td> <td>272,0</td> </tr> <tr> <td>X</td> <td>Biomasa</td> <td>540,7</td> </tr> <tr> <td>XI</td> <td>Biomasa</td> <td>764,6</td> </tr> <tr> <td>XII</td> <td>Biomasa</td> <td>282,0</td> </tr> </tbody> </table>	Región	Tecnología	Potencial [MW]	IV	Biomasa	0,2	V	Biomasa	1,5	XIII_RM	Biomasa	1,2	VI	Biomasa	12,3	VII	Biomasa	98,0	VIII	Biomasa	330,9	IX	Biomasa	241,6	XIV	Biomasa	272,0	X	Biomasa	540,7	XI	Biomasa	764,6	XII	Biomasa	282,0
Región	Tecnología	Potencial [MW]																																							
IV	Biomasa	0,2																																							
V	Biomasa	1,5																																							
XIII_RM	Biomasa	1,2																																							
VI	Biomasa	12,3																																							
VII	Biomasa	98,0																																							
VIII	Biomasa	330,9																																							
IX	Biomasa	241,6																																							
XIV	Biomasa	272,0																																							
X	Biomasa	540,7																																							
XI	Biomasa	764,6																																							
XII	Biomasa	282,0																																							

EDUARDO OLMEDO DÍAZ	12	Tabla 10: resumen regional de las capacidades máximas del recurso energético disponible	38,39	Fuente Explorador de Bioenergía herramienta se aloja en el Sistema de Información Territorial (SIT) de CONAF www.sit.conaf.cl , administrado por el Departamento de Monitoreo de Ecosistemas Forestales. El Explorador está disponible también en los sitios web del Ministerio de Energía www.energia.cl , bajo banner Energías Renovables) y de la Universidad Austral de Chile www.uach.cl .
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	1	2.1.3	12	En el caso de la demanda minera, esta demanda no necesariamente está en relación a la producción de cobre fino, sino que a la capacidad de procesamiento por la ley del mineral, los cambios de leyes normalmente a la baja obligan a ampliaciones para procesar más material para obtener el cobre fino, en el caso de nuevos minerales la demanda eléctrica depende del material a procesar. Si bien en el primer párrafo se indica la ley del mineral y la eficiencia de los procesos, en la tabla 3 se indica proyección de cobre fino. ¿ Se consulta en definitiva como se hizo la proyección de demanda de la producción minera ?
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	2	2.1.4	13	En relación a las medidas consideradas por sector, para eficiencia energética, se muestran una serie de acciones posibles, sin embargo la pregunta es ¿ cual es su cuantificación real?, considerando que aún no existe una ley de eficiencia energética, que obligue a las empresas altamente intensivas en consumos energéticos a hacer gestión de energía vinculante y auditable de su cumplimiento. Se solicita que se indique la valorización de la eficiencia energética en el horizonte del estudio y además en escenarios base y de alta penetración.
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	3	2.1.4	13	Se menciona " Estándares mínimos de eficiencia en motores eléctricos ". En general esto ya se hizo en la mayoría de las plantas mineras, y en los nuevos proyectos mineros ya tienen incorporados en su diseño la alta eficiencia en sus motores; en la industria puede faltar.
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	4	2.1.4	13	Se menciona " Obligaciones a Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía ". ¿ Como se harían o implementarían las obligaciones, si no existe una ley aún de Eficiencia Energética, vinculante ?.
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	5	2.1.4	14	En una de las acciones se menciona Agua Caliente Sanitaria mediante sistemas solares en viviendas. si bien puede ser una idea interesante no hay que olvidar lo que se plantea además en generación distribuida con paneles solares en viviendas, la cuestión es que no sería aplicable en todo Chile. ¿ Podrán las viviendas tener sistemas solares para agua y además sistemas solares para generación distribuida?. ¿En que tipo de viviendas se está pensando desde el punto de vista de superficie y calidad de vivienda? o es una idea optimista solamente.

RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	6	2.1.5	14	Si las estimaciones de Bloomer a nivel mundial es una penetración de un 20 % de vehículos eléctricos al 2050, ¿ cual es el criterio de estimación para suponer que en Chile tendríamos un 40 % de vehículos eléctricos y como se compatibilizaría esa cifra con el costo de adquisición de estos vehículos, para casi toda la población del país y sin consideraciones de transporte masivo de buena calidad en todo el país ?.	
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	7	2.1.6	16	En el caso de aire acondicionado para Alta Electrificación, se solicita aclarar si la penetración de 50 % al 2046 es para viviendas nuevas o también para usadas, considerando que en las viviendas usadas normalmente los empalmes eléctricos no permiten conectar aire acondicionado.	
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	8	2.1.7	18	En la tabla 4 se deberían colocar las unidades.	
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	9	2.2	18	<p>Según el punto 2.2 <i>"Las tecnologías consideradas son: solar fotovoltaica, solar de concentración de potencia (CSP), eólica terrestre, biomasa, biogás, carbón, ciclo combinado en base a gas natural, ciclo abierto en base a gas natural, diésel, geotermia, hidroelectricidad de pasada, almacenamiento en base a baterías de litio y bombeo hidráulico"</i> .</p> <p>Considerando un horizonte de 30 años hasta el 2046, ¿ Cual es la razón de no haber considerado hidroeléctricas de embalse, carbón con tecnología de abatimiento según normas, potencial hidráulico de Aysén y eventualmente energía nuclear de potencia.?.</p> <p>Se supone que el estudio de cuencas realizado por el Ministerio de Energía debió haber dado algún resultado de cuencas con potencial de embalse y por otra parte el estudio sobre Aysén también debió haber definido el potencial hidráulico al menos.</p> <p>No parece tan razonable no considerar ese potencial en un horizonte de 30 años.</p>	
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	10	2.2	19	Para el caso de Solar Fovovoltaica. ¿ Que tan válida es la referencia de Brasil comparado con Chile?. Quizás se deberían haber tomado varias tendencias en diferentes partes del mundo.	
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	11	2.2	20	Para el Caso Solar de Concentración de Potencia ¿ Que tan válida es la proyección considerando sólo una planta de CSP y si ésta aplica a Chile, considerando los sobrecostos por temas sísmicos ?.	
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	12	2.2	21	En el caso de biomasa por incineración ¿ para que tamaño de planta de generación es el valor dado de 3.100 US\$/KW?.	
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	13	2.2	22	En el caso de biogás de residuos orgánicos ¿ para que tamaño de planta de generación es el valor dado de 3.500 US\$/KW ?.	
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	14	2.2	22	Para el caso de Biogás en un escenario de 30 años no es muy adecuado decir que las tecnologías son maduras y no cambiarán. Lo normal es el desarrollo de nuevos procesos que las optimicen y eso impactaría en los costos de inversión y operación.	

RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	15	2.2	22	En el caso de las hidroeléctricas de pasada ¿ para que tamaño de central son los valores dados de alto , referencial y bajo ?.	
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	16	2.2	24	Para el caso de bombeo hidráulico ¿ Que validez tiene una estimación sobre un proyecto particular y en una localización específica? Aclarar si el precio incluiría la planta solar y la hidráulica.	
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	17	2.4	27, 29	En los potenciales y perfiles de generación se consideró sólo desde Arica a Chiloé. Considerando que el estudio está sobre la base de un horizonte de 30 años hasta el 2046, se solicita aclarar porque no se consideró Aysén, con su potencial hidroeléctrico principalmente y eólico en 2a prioridad.	
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	18	3.6	40	En la tabla 11 no se entiende capacidades de líneas de valor 1 MW. ¿ Estarán estas interconexiones como planes de obras a licitar o sujetas a definición del mercado, lo cual podría ser un elemento no vinculante ?.	
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	19	3.6	40	Para efectos de usar las interconexiones regionales solo para excedentes de los sistemas. ¿ Como se remuneraría la inversión en esas interconexiones ?.	
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	20	4.1	41	Se menciona que en la construcción de escenarios se convocó a un Comité de Expertos. ¿ Quienes lo conformaron ?.	
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	21	4.3.1	44	En el nivel "+ costo": Se indica un aumento de costos de inversión producto de aumento en los tiempos de construcción y se establecen unos porcentajes no menores. No es tan claro que los aumentos de costos de inversión sea producto del aumento de tiempos de construcción. Los aumentos de tiempos de construcción no puede aplicar a toda la inversión, sino que solo a algunos aspectos de los proyectos. El problema es obtener la aprobación ambiental con su RCA y que se respete la institucionalidad cuando están aprobados. Antes de la RCA son costos iniciales de los proyectos y no hay gastos asociados a implementación aún de los mismos.	
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	22	4.3.1	45	¿ Porque en la tabla 13 no aparece la tecnología solar fotovoltaica y de concentración ?.	

RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	23	4.3.4	46	La incertidumbre por externalidades de emisiones locales sería para los proyectos nuevos. Los proyectos existentes ya tienen incorporados esos costos por la nueva normativa ambiental para centrales termoeléctricas. Si cambia la normativa en el futuro las centrales deben readecuarse y traspasar eventualmente a tarifa esas inversiones principalmente en los contratos con clientes libres.
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	24	4.3.4	48	En el punto " OCDE,2016. "Evaluaciones del desempeño ambiental, Chile 2016" .¿ Cual sería la justificación de un aumento progresivo de la tasa impositiva por CO2 recomendada por la OCDE para Chile, si el impacto global de GEI de Chile contribuye solo en un 0,28 % del total mundial de GEI ?.
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	25	4.3.5	49	En el punto " Costos de Inversión de tecnologías renovables " ¿ Cual es la razón de no considerar centrales hidráulicas de embalse ? . ¿ Porque se tiene considerado hidráulicas de bombeo que también tienen una capacidad de embalse aunque menor ?.
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	26	5.1.2	54	El desacople es un objetivo interesante para el futuro, sin embargo no está claro como se podría lograr, considerando que Chile todavía tiene que llegar a ser un país desarrollado y con una población con calidad de vida acorde a ese desarrollo. ¿ En que plazo se lograría ese desarrollo y que toda la población lo alcance en este horizonte de 30 años de la PELP ?. Los países que tienen desacoplado el crecimiento del consumo energético con el crecimiento del país, son países desarrollados que ya han resuelto el bienestar de la población.
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	27	5.1.3	57	En el caso del consumo eléctrico per cápita y el PIB per cápita de la fig. 24. El análisis no sería tan válido ya que mantiene constante en 30 años el promedio OCDE y de los demás países, para compararlos con el caso chileno en el horizonte del estudio.
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	28	5.3	68	En todos los escenarios se ve una tendencia a concentrar los nuevos desarrollos en energías renovables con eólicas y solares FV y CSP (al final del periodo) y principalmente concentrados entre la II y IV región. Estos escenarios que son para planificación en un horizonte de 30 años está altamente concentrada en tecnologías de generación variable. Mi opinión es que la matriz debe ser más diversificada, los escenarios no consideran ninguna opción para geotermia (¿ significaría que habría que eliminarla como opción futura ?), hidráulicas de embalse, potencial hidroeléctrico de Aysén, almacenamiento en bombeo, almacenamiento en baterías, ni otras tecnologías como mareomotriz, hidrógeno y todas las demás que no se establecieron en los escenarios definidos, etc.. Dada la alta concentración en proyectos variables en los próximos 30 años de planificación no se indica cómo se resuelve el efecto de variabilidad en ese horizonte de tiempo. No es claro que se pueda resolver ese efecto solo por servicios complementarios. La entrada tardía en los escenarios de la CSP tampoco ayuda sustancialmente (15 años más aprox.). En mi opinión está demasiada concentrada la matriz y provocaría barreras de entrada a otras tecnologías renovables. El hecho de no considerar a Aysén en esta PELP alteraría también los resultados. (VER TABLA COMPARATIVA POR ESCENARIO AL FINAL DE LA PLANILLA)

RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	29	5.3.3	72	Además del caso del hidrógeno, también podrían aparecer otras tecnologías en un horizonte de 30 años que tampoco estarían consideradas.
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	30	5.3.4	72	Los compromisos de Chile por el cambio climático ACOP 21, es un aporte muy marginal, considerando que el aporte actual de Chile es de 0,28 % del total de GEI mundial. Uno de los aspectos que se mencionan en otros estudios es que es alto per cápita, pero en un horizonte de 30 años con incremento de población e inmigración ese ratio podría disminuir.
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	31	5.3.5	74	Para la Generación Distribuida se indica un rango entre 54.000 y 95.000 viviendas con paneles fotovoltaicos. ¿Cual es la fuente de este incremento y en que zonas del país estarían distribuidas esas viviendas?. ¿ Para que nivel socioeconómico aplicaría ?
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	32	6.0	75	Los criterios indicados para los polos de desarrollo: Criterio 1: ¿Porqué no se consideró la tecnología solar FV y CSP?. Dado los tipos de tecnología, con este criterio se elimina al menos mareomotriz. Criterio 4 : Que las tecnologías estén en 3 escenarios, podría ser muy restrictivo, depende de las modelaciones. Criterio 5: ¿ Que significa o como se cuantifica tamaño relevante para el sistema?.
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	33	6.0	78	Con el Criterio 2 respecto a distancias a la transmisión cuyo costo sea menor a 1 % del proyecto, estableció sólo algunas opciones hidráulicas y eólicas. Llama la atención que no se considere ninguna central geotérmica considerando que los potenciales están en zonas cordilleranas y lejanas a la transmisión con altos costos de construcción de líneas.
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	34	6.0	80	Según criterio 5: Evidentemente si solo se selecciona hid. Pichirropulli, esta central no es relevante para el sistema en los escenarios ya elegidos, pero esos escenarios quedaron muy concentrados en tecnologías eólica y solar por la metodología. Genera una barrera de entrada.
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	35	6.0	80	Las conclusiones del punto 6.0 respecto a Polos de Desarrollo que no existirían, me parece que no es completo el análisis ya que no considera la zona de Aysén, con alto potencial hidráulico y eólico y con nula capacidad de acceso a sistemas de transmisión relevantes en la zona para poder transmitir la energía a centros de consumo. Por otra parte tampoco se consideró en los escenarios la geotermia como fuente importante, en el caso de la geotermia por las zonas en que existe es alejada de redes de transmisión y claramente el hecho de estar en cordillera afecta el costo de los proyectos por la transmisión.

RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	36	6.0	81	Dado los resultados de que no existirían polos de desarrollo, llama la atención que entonces la Ley de Transmisión no tuvo ningún análisis al respecto.	
RAÚL FERNANDO ÁLVAREZ LÓPEZ	37	8.3	89	En el ejemplo de la tabla 26 de líneas de 220 kV, se visualiza bastante simplificado el cálculo, no diferencia por zona y complejidad de la construcción, no se indica el número de circuitos, no diferencia zonas que tienen diferentes costos de servidumbre (aprox \$ 6.000.000/hectárea), en la zona central y sur los costos pueden ser mayores. También en la tabla aparecen potencias altas y grandes distancias que no pueden transmitirse en 220 kV. ¿ Se hicieron análisis en 500 kV ?. ¿ Se hicieron algunos análisis de estabilidad ?	
HIDROELÉCTRICA LAS NIEVES SpA	1	2,2	22	En este punto se considera para las centrales hidráulicas de pasada los costos de inversión señalados en el Informe de Costos de Tecnologías de Generación de la CNE del año 2017, es decir: un costo de 4,050 US\$/kW para un caso alto, de 3,250 US\$/kW en un caso referencial y de 3,000 US\$/kW para un caso bajo. Consideramos que lo anterior no se ajusta a la realidad actual. Los costos de los equipos electromecánicos, de acuerdo a lo indicado por desarrolladores de APEMEC, han reducido considerablemente su valor en los últimos cinco años. Los valores que hoy se cotizan son hasta un 50% inferiores. En la misma línea los costos de construcción también son hoy muy inferiores producto de innovaciones tecnológicas, mejores métodos constructivos, experiencia del sector construcción así como una menor desocupación del sector. Es en función de lo anterior que hoy existen proyectos cuyos CAPEX son definitivamente bajo los 3,000 US\$/kW ubicándose en el rango de 2,300 – 2,700 US\$/kW y con varios en el rango de 1,800 – 2,300 US\$/kW. Adicionalmente no se ha tomado en cuenta el hecho que las centrales tienen horizontes de vida que llega a los 100 años, lo que ninguna otra tecnología de generación ha demostrado lograr. Finalmente, en un escenario de bajas tasas de interés, sumado a horizontes largos, es posible lograr LCOE (levelized cost of energy) que se sitúan en el rango de los 30-40 US\$/MWh. Los valores anteriores son compatibles con los que el mismo estudio indica en el Costo de Almacenamiento en Base a Bombeo Hidráulico. Debe tenerse en consideración que este tipo de centrales es muy similar a una central hidroeléctrica de pasada normal con lo que el estudio no es consistente en esta materia.	

HIDROELÉCTRICA LAS NIEVES SpA	2	6	77	Con respecto al Polo "Hid_Pichirropulli04" ubicado a 70 kms de distancia de la barra se considera una generación asociada de 67 MW. Consideramos que dada la geografía de Chile es demasiado ambicioso pensar que un Polo de Desarrollo va a poder llegar de forma directa a todas las centrales ubicadas en el sector. Debe concebirse como la carretera principal que acerca la solución de evacuación principal hacia donde deben convocarse las inyecciones de las centrales aledañas. De esta forma nos parece que se debe evaluar el Polo "Hid_Pichirropulli04" no solo con la generación que se encuentra directamente en el kilómetro 70, sino que se debe agregar la generación cercana la que deberá aproximarse mediante líneas de distribución. Un ejemplo real, existente y operando desde el año 2012 es el Sistema de Transmisión Dedicada "Puyehue Rupanco" de característica muy similares a lo que se propone hacer en el Lago Ranco y cuya disposición se basa en una línea principal y luego líneas de acercamiento. Se solicita incluir en el Polo "Hid_Pichirropulli04" ubicado a 70 kms de distancia de la barra toda la generación asociada a la Figura 1 correspondiente a 261 MW (también se entrega en archivo adjunto).
HIDROELÉCTRICA LAS NIEVES SpA	3	6 (pto 5)	80	En el Informe Preliminar del "Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo" se señala que el desarrollo del Polo "Hid_Pichirropulli04" no posee un impacto significativo en la eficiencia económica del sistema de esta zona. Se solicita evaluar nuevamente el punto 5 "Las zonas recomendadas deben ser de un tamaño relevante para el sistema" para el Polo "Hid_Pichirropulli04" considerando una generación de 261 MW de acuerdo a Figura 1.
HIDROELÉCTRICA LAS NIEVES SpA	4	6 (pto 1)	76	En el subpunto 1. Las zonas recomendadas deben ser de tecnologías eólica terrestre, hidráulica de pasada y/o geotérmica. Se indica que el criterio para los proyectos hidráulicos se basa: "En el caso del recurso hídrico, una zona de generación recomendada está asociada directamente a un cauce y a un derecho de agua en específico." En el caso del recurso eólico, las zonas con vientos de calidad suficiente para realizar un proyecto de generación de este tipo se encuentran en lugares determinados con tales condiciones." No se comprende la discriminación negativa para el segmento hidráulico es decir, si en el caso eólico se revisan las "zonas con vientos" debiera realizarse un ejercicio similar para el potencial hidráulico no restringiéndolo a derechos de agua específicos solicitados por un particular.
JERSON REYES	1	2.1.5	14	Se considera muy optimista el supuesto de 40% de parque vehículos eléctricos para nuestro país. Se sugiere que esta condición esté sujeta a lo que podrían ser políticas del estado para el reemplazo del transporte público licitado (entendiendo de pasajeros y todo aquel que es contratado por el estado).
JERSON REYES	1	2,2	18	Basándose en la tendencia internacional hacia el desarrollo de la tecnología CSP del tipo híbrido (Concentración Solar + Solar FV), se sugiere considerarla en la modelación, con una curva de aprendizaje estimada según estudios de costos de la OECD 2015.

JERSON REYES	2	2,2	19	Se sugiere una justificación adicional para el costo inicial de la tecnología Solar y compararlo con los resultados del "Estudio de costos de inversión (Proyersa)" (<i>Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta, en sistemas SIC, SING Y SSMM; y determinación de costos de inversión por fuente de generación</i>), ni tampoco al compararlo con la media ponderada de los costos de inversión de los proyectos ingresados al SEIA.
JERSON REYES	3	2,2	19,20,21, 22	No se justifica claramente la elección de las curvas presentadas como estudios internacionales, que son utilizadas como curvas medias (o referenciales) de los costos de inversión de ciertas tecnologías.
JERSON REYES	4	2,2	19,20,21, 22	Se podrían considerar diferencias en los costos de inversión basados en su ubicación geográfica. (Si se incluyen no quedan claros dichos valores y/o diferencias)
JERSON REYES	5	2,2	p23	Respecto al almacenamiento en batería, resulta interesante explicar cuáles consideraciones se tomaron para realizar su modelamiento dentro del programa y conocer bajo qué parámetros compete respecto las tecnologías de generación. Entendiendo esto, si se está pensando en un ingreso por méritos de proyecto, una curva de aprendizaje, ley que favorezca su ingreso, SSCC, u otra consideración.
JERSON REYES	6	3.3.	p37	Para el caso de la modelación de centrales existentes Diésel, GNL-CA y GNL-CC no quedan claro de dónde se obtuvieron sus valores de capacidad instalada. Resultaría interesante saber cuál central quedó dentro de cada categoría. Por ejemplo, observando la base de datos de generación entre enero de 2015 y julio de 2016, la central "Colmito" generó 35.37% con Diésel y 64,63% con Gas Natural.
JERSON REYES	7	3,6	p40	Tabla 11 Interconexiones: Kimal-Montalvo / Pan de Azúcar- Nueva San Juan / Punta Colorada –(Argentina) / Los Almendros – (Argentina) . Dicen 1 [MW] de capacidad de línea en vez de decir 1.000 [MW]
JERSON REYES	8	5.2.1 (Escenario C)	p63	Llama la atención que el resultado del "escenario C" recomiende la instalación de tecnología GNL en las regiones de Antofagasta (si se refiere a Taltal) y Atacama, que son parte del SIC-Norte. Lo anterior debido a que en el "Informe de Costos de Tecnologías de Generación, 2017" no se indican los costos de inversión de dicha tecnología emplazada en esos lugares y por otro lado el "Estudio de costos de inversión (Proyersa)" considera costos de inversión bastante elevados para ese tipo de tecnologías en esa zona. Por lo anterior, se sugiere considerar los costos asociados que conllevaría el emplazamiento de estos proyectos (infraestructura de gas o terminal de regasificación) o en su defecto hacer una sensibilización de este caso en particular considerando diferentes alternativas.
JERSON REYES	9	5.3.1	p68	Para el caso de los costos de regasificación, se podría incluir una diferenciación entre proyectos que utilizan terminales de regasificación terrestre y nuevos proyectos que consideren terminales de regasificación de tipo flotante, debido a que esta última tecnología conlleva costos distintos.

JERSON REYES	10	2.1.7	p16	Es relevante lo que está aconteciendo en el sistema eléctrico que pasó de una evolución de KW a MW, y los desarrollos a nivel de distribución, que están apuntando a una involución de MW a KW. Atomizando el parque de generación, aumentando el desplazamiento de demanda. Esto no se ve claramente reflejado en los escenarios presentados, o bien se minimiza su efecto.
JERSON REYES	11	5.2.1	p63	No parece que tenga sentido económico la generación con centrales diésel. Los ciclos combinados debieran ser más eficientes con GN y este combustible tendrá bajo precio en este escenario.
JERSON REYES	12	5.3.5	p74	Generación eléctrica distribuida residencial. Las proyecciones parecen muy conservadoras. La proyección optimista al año 2046 (300.000 MWh/año) equivale a alrededor del 1% del consumo residencial de energía eléctrica, en su proyección baja, en el año 2046 (pág. 54). Esto contrasta con el supuesto, muy optimista, de 40% de vehículos eléctricos en el parque automotriz al año 2046 (sección 2.1.5, página 14).
JERSON REYES	13	s2.1.3	p12	Respecto del factor de desarrollo en minería, es interesante se considere los cambios de demanda en función de las modificaciones en sus procesos. Para ello es interesante los estudios realizados por CDEC SING en eficiencia energética de sus procesos de molienda realizado por la Universidad de Concepción. No queda en evidencia si se consideran las líneas de desarrollo tecnológico en minería, o al menos la explotación de litio.
JERSON REYES	14	s2.1.4	p13, p14	Considerar el incentivo de reemplazo de motores a tecnología de imanes permanentes (solo esto aumenta eficiencia más del 90% en los motores).
JERSON REYES	15	(s1/p6) (s4/p41)		Se sugiere se incorpore en los escenarios condiciones de mercado, que permitan prospectar la electrificación de ciertos sectores intensivos en consumo de otros energéticos. Considerar el despacho a alto y bajo nivel (Dx), la gestión de la demanda (curva de pato creciente en el tiempo). Lo anterior para buscar principalmente cuanta generación y Tx se desplaza. (s2.1.7/p16) En electromovilidad se sugiere un escenario de reemplazo del parque de transporte licitado (público, servicios contratados por del estado). En este tipo de escenarios, considerar la dispersión de la intensidad de consumo, bajo criterios de densidad de transporte. (s2.1.5/p14).
JERSON REYES	16	5.2.1	p63	No parece que tenga sentido económico la generación con centrales diésel. Los ciclos combinados debieran ser más eficientes con GN y este combustible tendrá bajo precio en este escenario. combinados debieran ser más eficientes con GN y este combustible tendrá bajo precio en este escenario.
JERSON REYES	17	5.3.5	p74	Generación eléctrica distribuida residencial. Las proyecciones parecen muy conservadoras. La proyección optimista al año 2046 (300.000 MWh/año) equivale a alrededor del 1% del consumo residencial de energía eléctrica, en su proyección baja, en el año 2046 (pág. 54). Esto contrasta con el supuesto, muy optimista, de 40% de vehículos eléctricos en el parque automotriz al año 2046 (sección 2.1.5, página 14).
JERSON REYES	18	s2.1.3	p12	Factor de desarrollo en minería, considerando modificaciones en sus procesos, es interesante los estudios realizados por CDEC SING en eficiencia energética de sus procesos de molienda realizado por la Universidad de Concepción.

JERSON REYES	19			No queda en evidencia si se consideran las líneas de desarrollo tecnológico en minería, o al menos la explotación de litio.	
JERSON REYES	20	s2.1.4	p13, p14	Considera el incentivo de reemplazo de motores a tecnología de imanes permanentes (solo esto aumenta eficiencia en 15% al menos).	
JERSON REYES	21	s2.1.4	p13, p14	Otro es el cambio vía normativa de la constructibilidad de viviendas, entre norte y sur.	
JERSON REYES	22	(s1/p6) (s4/p41)		Se sugiere se incorpore en los escenarios condiciones de mercado, que permitan prospectar la electrificación de ciertos sectores intensivos en consumo de otros energéticos. Considerar el despacho a alto y bajo nivel (Dx), la gestión de la demanda (curva de pato creciente en el tiempo). Lo anterior para buscar principalmente cuanta generación y Tx se desplaza (s2.1.7/p16). En electromovilidad se sugiere un escenario de reemplazo del parque de transporte licitado (público, servicios contratados por del estado). En este tipo de escenarios, considerar la dispersión de la intensidad de consumo, bajo criterios de densidad de transporte. (s2.1.5/p14). Del informe entregado por la UAI que soporta los escenarios, no se identifica la propuesta de escenarios tecnológicos y su impacto sistémico. (s4.1/p41). Otro punto a este informe es que no contempla modelos de demanda del tipo Bottom-up para proyección de demanda (considerados en el IP, s2.1.1/p8), donde por ejemplo no hace mención a modelos de la ONU, ampliamente utilizados por IRENA, IEA, IAEA, como lo es MAED para proyección de demanda. Tampoco hace mención al MESSAGE utilizado por IEA, IPCC; IAEA, IRENA.	
JERSON REYES	23	s2.1.1	p8	Es relevante para una planificación de largo plazo la caracterización de la demanda, por lo que es relevante, que como resultado de este ejercicio, se visualice la necesidad de un nivel de caracterización mayor. Cabe destacar, que de no considerarse proyecciones a un nivel de detalle (que hoy no poseemos), no es posible dar un grado de certeza a los escenarios presentados que se modelen. Este tipo de modelación y caracterización de demanda, se hace necesaria para visualizar, el real impacto de las políticas de eficiencia, intensidad energética y de generación distribuida, sea dinámica por electromovilidad, o generación renovable convencional que sería la esperada en horas de sol. La adquisición de data anual, sectorizada se ve necesaria, y esto permitiría avanzar a repetir este ejercicio de planificación, anualmente lo que podría llevar al cabo de 3 o 4 años a una tendencia real. Y políticas energéticas más precisas.	

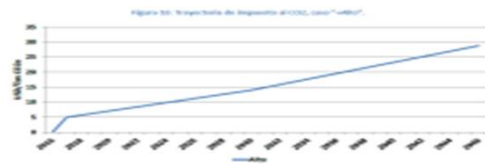
JERSON REYES	24	4.3.1	P45	<p>Respecto de la disposición social para los proyectos.</p> <p>Si bien, es verdad que el factor de aumento del costo de inversión es un indicador de aumento para los proyectos de generación, no considera todos los costos adicionales. Aunque el costo que a continuación menciono, no está incorporado, es relevante realizar un estudio de prospección de los costos de "especulación de terrenos", el cual puede obtenerse de la diferencia de un valor de tasación obtenido como la tasación anual promedio (realizada en la misma fecha), para los últimos 3 años, versus el valor final de compra del mismo para un cierto proyecto. Este factor es relevante para un proyecto de generación, también es un factor que puede "sumar" al VI final. Sin embargo, es mucho más relevante para un proyecto de transmisión, por lo que su estudio para próximas proyecciones es interesante realizarlo. Respecto de los factores de incertidumbre. Se esperaría que estos fueran función de elementos tales como.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Curvas de aprendizaje tecnológico. - Desviaciones de la potencia mínima y máxima esperada versus la real para el periodo entre el año a y b, durante las horas de sol . Con el fin de visualizar el ingreso de generación residencial, y visualizar el desplazamiento de generación renovable aguas arriba. - Entre otros elementos que resulten interpretativos desde los efectos ya conocidos. - Desplazamiento de inversiones en los sectores de minería y transporte. - Otros...
ENGIE ENERGIA CHILE	1	General		<p>El Informe Preliminar de Planificación Energética muestra 5 escenarios de expansión de generación, definidos en base a 6 criterios. A la luz de los resultados (resumidos en las Tablas 14 a 18 del Informe), uno de los <i>drivers</i> principales es el precio estimado para las distintas tecnologías de generación, siendo preponderante la solar, tanto fotovoltaica como de concentración. El nivel de información contenido en el reporte no es suficiente como para analizar la real capacidad de operación de los distintos escenarios. En particular se requiere conocer los recursos de flexibilidad necesarios que debe disponer el sistema para enfrentar adecuadamente los desvíos esperables en una operación de corto plazo: reserva en giro para diferentes horizontes de tiempo, capacidad de rampas para subir y bajar carga, si es necesario un nivel de almacenamiento recomendado, inercia mínima requerida para distintos escenarios hidrológicos, etc. Podría darse el caso que, en un escenario de alta exigencia de flexibilidad no sea factible sin incorporar elementos adicionales.</p>
ENGIE ENERGIA CHILE	2	General		<p>No se entrega suficiente información para discernir sobre la conformación de los escenarios (5). No se ha dejado espacio para analizar situaciones disruptivas (y, de hecho, varios escenarios son muy similares unos de otros), como por ejemplo, una masificación de la generación distribuida (<i>rooftop solar</i>, por ejemplo). Este tema ha sido considerado poco relevante, no obstante su impacto puede ser enorme para el desarrollo de las redes de transmisión y distribución.</p>

ENGIE ENERGIA CHILE	3	General		La Política 2050 considera el gas natural como un combustible necesario para la transición energética. Como fuente de energía calórica puede sustituir el uso de la leña y reducir niveles de contaminación en pueblos y ciudades o bien en diversas aplicaciones industriales, como reemplazo natural de petróleo diésel o fuel oil. Para el caso de generación de electricidad, las turbinas a gas natural en ciclo abierto o cerrado, son una excelente fuente de flexibilidad. Sin embargo, en el estudio de escenarios energéticos no se ha considerado como un combustible alternativo y sólo se ha considerado el factor precio.	
ENGIE ENERGIA CHILE	4	General		El proceso de optimización de la expansión generación – transmisión debe incorporar elementos que empiezan a tener cada vez más preponderancia, como por ejemplo, aquellos que proveen complemento y flexibilidad.	
COLBUN	1	General	General	Es importante para el país contar con una planificación energética de Largo Plazo porque entrega los posibles lineamientos del futuro energético.	
				En general, existe un buen trabajo de integración de la Planificación Energética Global con las planificaciones sectoriales. Esto permite contextualizar de mejor forma lo concerniente al sector eléctrico.	
COLBUN	2	General	General	El informe presenta variadas cifras, que en la mayoría de los casos no están completamente fundadas o se basa en fuentes temporalmente no representativas. Lo importante para efectos del informe es unificar a cifras más actualizada y que reflejen la realidad de Chile.	
COLBUN	3	General	General	De acuerdo con el informe, existen 6 factores con incertidumbre, los cuales podrían tener cambios en distintos niveles, las combinaciones posibles exceden los 5 escenarios presentados en el informe preliminar. Sería interesante conocer la base del estudio que permite establecer cómo 5 escenarios son suficientes para identificar y representar adecuadamente la Planificación Energética de Largo Plazo para un horizonte de 30 años. A juicio nuestro, la cantidad de escenarios son muy pocos, considerando la diversidad de variables a las cuales está expuesta nuestra matriz energética. Es por eso que se recomienda profundizar el desarrollo de los escenarios y complementarlo, de forma tal que permita visualizar tanto sensibilidades sobre variables fundamentales como el poder identificar posibles riesgos, como por ejemplo la operación, abastecimiento, seguridad entre otros.	
COLBUN	4	General	General	Dado que se realizó análisis de resiliencia de la exportación de energía en las distintas zonas, sería interesante conocer la forma en que se está considerando el tema de seguridad del sistema eléctrico nacional. (Años más secos y seguidos, condiciones de falla del sistema al concentrar grandes bloques de potencia exportados desde centros de producción a centros de consumo, no se observa un criterio de back up).	
COLBUN	5	General	General	Es relevante conocer lo que se está considerando como Servicios Complementarios en el Informe. En el documento no hay mención a la problemática asociada a la mayor exigencia de flexibilidad técnica que deberá disponer el sistema. Es necesario tener claridad respecto a las soluciones técnicas con sus respectivos costos.	

COLBUN	6	General	General	El documento no presenta lineamientos regulatorios al observar cambios materiales en la matriz energética, esto se debe al débil análisis desarrollado sobre el tema de los servicios complementarios que requerirá el país en el futuro.	
COLBUN	7	General	General	Se identifica un débil análisis de las implicancias técnicas y comerciales de las interconexiones internacionales basadas en sistemas que en principio no tienen marcos regulatorios compatibles con el que necesitaremos localmente.	
COLBUN	8	General	General	Sería importante considerar un estudio técnico que justifique el nivel de energía mínimo o la relación de energía que se debe producir por operación en sincronismo en el sistema, en relación a la que es producida por centrales de fuente variable e intermitente de escasa o nula gestión.	
COLBUN	9	General	General	¿Existen proyecciones de viento o sol? Llama la atención que el resultado de los escenarios, la mayor parte de las centrales recomendadas están ubicadas en la zona norte, se debiera trabajar en un análisis técnico-económico de esas soluciones, más cuando la representación de transmisión de los estudios es simplificada.	
COLBUN	10	2.1 Demanda Energética	8	Se sugiere mostrar curvas de proyección de demanda separadas por tipo y por zona para las barras representativas utilizadas. A modo de ejemplo, sería interesante ver cuál es el aumento de demanda del gas natural en el país, qué supuesto hay detrás respecto al uso residencial. 2.1. Además es necesario mostrar el análisis de la logística del suministro de los distintos combustibles, toda vez que la infraestructura existente podría requerir aumentos de capacidad tanto en descarga y almacenamiento que se estima no debiera ser menor en el largo plazo. 2.1.1 Las medidas de eficiencia energética son analizadas de forma costo eficiente, es decir que el ahorro paga las inversiones necesarias para lograr la reducción de consumo. 2.1.1 Uso de leña. ¿Se analizó el impacto en el costo del suministro para los usuarios de leña y las razones que justificarían su migración a otro combustible? 2.1.3 No está claro cómo la producción minera se convierte a consumo eléctrico y de otros energéticos, no queda claro si se toma en consideración la baja de ley en la vida de los yacimientos, tipo de proceso, aumento de las toneladas procesadas, etc. 2.1.4 Las medidas de eficiencia energéticas son analizadas por costo beneficio considerando la baja de los costos esperados de la energía. 2.1.5 Sería interesante el poder ver la evolución de la demanda de combustibles y energía eléctrica para transporte y no solo el número del parque.	
COLBUN	11	2.16, Tabla 4	18	Faltan unidades en Tabla 4	
COLBUN	12	2.2 Costo de tecnologías de generación	18	Surge la duda de si existe un análisis técnico, económico y social respecto al uso de centrales en base a carbón con captura y secuestro de carbono (CCS).	

COLBUN	13	2.3 Precio de Combustibles	25	Es recomendable el que se pueda explicitar para cada una de las centrales que utilice algún combustible, la forma en que se referenció el costo del respectivo combustible. Adicionalmente, no se especifica el commodity en base al cual se realiza la proyección. ¿El precio proyectado es en central o en un punto de entrega referencial?	
COLBUN	14	3.6 Intercambios Internacionales	39	¿Cómo se pagarán las interconexiones? Figura 15 las unidades al parecer no están correctas.	
COLBUN	15	4,3	45	Acceso al informe: "Méritos económicos, riesgos y análisis de competencia en el mercado eléctrico chileno de las distintas tecnologías del país".	
COLBUN	16	4.3 Tabla 13	45	Especificar el cómo se determinó los factores de aumento en el tiempo de construcción y costo de inversión	
COLBUN	17	4.3.4 costos externalidades ambientales	47	Falta claridad respecto a cuál es el respaldo para proponer las cifras del impuesto de 5, 14 y 30 US\$/tCO ₂ equivalente. Y sobre todo, cuál es el trato que se le está dando para efectos de la planificación de las centrales, es decir, si se considera dentro del Costo Variable o es solo un impuesto. Surge la duda del análisis de resiliencia particular de las carboneras ya instaladas en el sistema en caso que el impuesto no esté incorporado en el costo variable, como lo establece la normativa actual. Otro punto relevante es saber cómo compatibilizar la incorporación de precios sociales de las emisiones de CO ₂ a un proceso de planificación, aun cuando ella sea centralizada.	
COLBUN	18	5 Resultados	51	De los resultados obtenidos para los casos B y E (Alto en precio de combustibles; +Alto en Costos de Externalidades Ambientales y Bajo en Costo de inversión de tecnologías Renovables), que la capacidad instalada de centrales a carbón se mantiene para todo el horizonte, al parecer no se verificó bajo estos escenarios la sustentabilidad económica de las centrales a carbón existente, ello sin saber de qué forma serán internalizados los costos de las externalidades ambientales. Además, en el punto 5.2.2 donde se comenta una comprobación de la robustez y resiliencia de los planes de obras obtenidos, se comenta que el análisis se realizará sólo a nivel operacional.	
COLBUN	19	5.1.1 Proyecciones de Demanda (Figura 20)	54	Entre el año 2026 y 2027, para los distintos niveles, se obtiene una disminución del consumo eléctrico respecto del año anterior (tasa de crecimiento negativa). Surge la duda del motivo de la disminución que no se encuentra de forma explícita en el informe.	
COLBUN	20	5.2.1 Plan de Obras de generación	58 SS	Por el nivel de impuestos de largo plazo para el CO ₂ parece muy poco probable un despacho tan alto de las centrales a carbón (Figura 26) Con niveles de 30 US\$/tCO ₂ sin ser incorporado al costo variable, se espera que lo más razonable es que las centrales a carbón cierren. Tabla 16, parece poco probable centrales GNL CC de un tamaño tan bajo ya que no financian una solución de suministro de GNL. Lo mismo para Tabla 17. No tiene escala.	

COLBUN	21	5.3.1 Capacidad de Abastecimiento de GNL	68	El supuesto detrás de esta proyección es que las inversiones se realizan, sin embargo, para que eso pase debe existir la demanda que sea capaz de justificar la inversión para las ampliaciones. De acuerdo con los escenarios, la demanda no sería tal. Además para intercambiar gas con Argentina se deberá invertir en infraestructura adicional y no está claro cómo se remunerará en los casos de Atacama y Biobío.	
COLBUN	22	5.3.2 Leña	70 SS	No es detallado el cómo se logra reducir el uso de la leña y qué combustible la sustituye. ¿Habría subsidios para la conversión para los hogares de menores ingresos?, ¿Se ha valorado este costo?	
AES GENER	1	2.1.5 Transporte Eléctrico	14 y 15	<p>Dada la problemática de alta contaminación que sufren distintas ciudades a lo largo del país, entre ellas Santiago, no se debe asumir o aplicar la expectativa internacional de penetración de transporte eléctrico al caso nacional, ya que la problemática local es mucho más compleja que la del promedio internacional. En la sección 2.1.5 "Transporte Eléctrico", se señala: Como se ve, el estudio toma como referencia la expectativa internacional de penetración de transporte eléctrico y el nivel de ingresos nacional, sin incluir dentro de esas consideraciones la agudeza extrema de nuestro problema de contaminación local, la que debiera redundar en una mucha mayor penetración de esta tecnología. Solicitamos por lo anterior que dentro del análisis deben considerarse las externalidades ambientales locales producto de la quema de combustible en el sector transporte, a fin de representar adecuadamente el nivel de penetración de transporte eléctrico aterrizado a la realidad nacional.</p>	<p>En esta línea, se consideró la estimación del aumento de la demanda eléctrica producto de la incorporación de vehículos eléctricos en el país, para el tipo de transporte-carretero.</p> <p>Específicamente, el modelo recibe como entrada la distribución del parque total de vehículos particulares para cada tecnología (benzino, diésel, híbridos, eléctricos, etc.). Cabe señalar que las estimaciones de Bloomberg New Energy Finance [3] del porcentaje de ventas de este tipo de vehículos a nivel mundial, junto con las proyecciones del parque vehicular a nivel mundial, establecen que el parque de vehículos eléctricos será de al menos un 20% al año 2050. En virtud del nivel de ingresos esperados del país, se trabajó con el supuesto de un caso de alta penetración de este tipo de vehículos, alcanzando un 40% al año 2050.</p> <p>En resumen, los supuestos asumidos en un caso de alta penetración de vehículos eléctricos en el caso chileno, son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 40% de vehículos y taxis eléctricos en parque vehicular al año 2050, supuesto que sólo implica penetración a vehículos y taxis a gasolina. Este 40% corresponde a cerca de 5 millones 900 mil vehículos eléctricos en el país a tal año. • No se modifica la penetración de vehículos particulares a Diésel, HPS Gasolina, HPS Diésel, HPS-Plug In CL, HPS-Plug In D, BioDiésel, Diésel, GNC, GEP o Híbridos. • No se modifica la participación porcentual en el total del parque de buses, ni la de vehículos de transporte de carga. <p>La proyección de penetración de vehículos eléctricos y a combustión se exhibe en la Figura 2.</p>

AES GENER	2	4.3.1 Disposición Social para Proyectos	44	<p>Se plantea un esquema de restricciones adicionales a las carboneras que no se le impone a ninguna otra tecnología, como es la instalación de colectores de CO₂, constituyéndose una clara discriminación tecnológica en contra de esta. Las razones que se dan para ello son claramente discriminatorias. Es así como en 4.3.1 "Disposición Social para Proyectos" se presenta el nivel "+Costo y con carbón CCS" donde se expresa que "...debido a la oposición al desarrollo de centrales en base a carbón, solo es posible instalar centrales a carbón en el país si disponen de tecnologías de captura y secuestro de carbono."</p> <p>Cabe señalar que consideraciones de este tipo podrían impedir también, por ejemplo, la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas, la construcción de nuevos tendidos de líneas de transmisión, la construcción de nuevas unidades diésel, etc. Una imposición de este tipo constituye claramente una discriminación tecnológica, ya que por una parte, dentro del sector eléctrico la misma se le tendría que imponer a las centrales diésel e incluso a las hidroeléctricas por el CO₂ emitido a la atmosfera por la putrefacción de la flora en las zonas inundadas, y por otra parte, la misma imposición se tendría que imponer al resto de la industria y el transporte del país.</p>	
AES GENER	3	4.3.4 Costos de Externalidades Ambientales	46, 47, 48 y 49	<p>La ley define un impuesto al carbono de 5 US\$/Ton. Sin embargo, en 4.3.4 "Costos de Externalidades Ambientales" este informe define una trayectoria de alza impositiva que va más allá de lo que estipula la ley: Al respecto se debe señalar que existe una clara diferencia entre el costo social del carbono y otra muy distinta es la fijación de impuestos, ya que dicho costo social se puede expresar mediante medidas de mitigación de mayor eficiencia, que permitan alcanzar un resultado óptimo, las que han sido desechadas sin análisis en el presente informe. Por otra parte, el tema impositivo es materia de ley, y no puede la autoridad incentivar la evolución de ellos a través de este tipo de ejercicios.</p>	<p>En base a la literatura examinada anteriormente, se construyó una trayectoria de impuesto a las emisiones de CO₂ para este caso. Esta es lineal y se establece en los siguientes tramos:</p> <ol style="list-style-type: none"> Para el año 2016, el impuesto toma un valor de 0 USD/TonCO₂e, debido a que se considera su entrada en vigencia a partir del año 2017. A partir del año 2017 el impuesto cobra un valor de 5 USD/TonCO₂e, hasta alcanzar un valor de 34 USD/TonCO₂e al año 2030. Entre el año 2030 y el año 2050, se asume una trayectoria lineal de incremento, para alcanzar un valor de 32,5 USD/Ton CO₂e a tal año. <p>La trayectoria del valor del impuesto al CO₂ considerada para este caso, se muestra en la siguiente figura:</p> 
AES GENER	4	5.2.1. Plan de Obras de Generación	58 a 67	<p>Según los planes de expansión incluidos en este informe, la penetración eólica y solar sustituye todas las demás alternativas de generación. Es así como en 5.2.1. "Plan de Obras de Generación" se incluyen gráficos y tablas que indican una penetración solar fotovoltaica y eólica del orden de los 15.000 MW a 25.000 MW. Tal capacidad instalada, producirá sin duda enormes variaciones de generación que repercutirán en la estabilidad del sistema. Sin embargo, este informe preliminar soslaya este problema, sin incluir siquiera modelos de pre despacho que permitan verificar si es posible instalar toda esa capacidad de ERNC. Se solicita que en cada escenario se incluyan resultados de modelos de pre despacho para evaluar la estabilidad del sistema y la factibilidad de cada uno de ellos.</p>	

ASOCIACIÓN GREMIAL DE GENERADORAS DE CHILE	1	General		Este proceso de PELP, si bien es un insumo a ser considerado según indica la normativa en el proceso de la planificación de la transmisión eléctrica, y en especial sus definiciones de Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica, es también una oportunidad para efectivamente prospectar escenarios energéticos que , con la profundidad que sea posible acorde a la información disponible, ilustren los caminos alternativos que pueden ir adoptando tales escenarios, de manera que los resultados que se obtengan sirvan como señales orientadoras al desarrollo de los procesos, políticas y desafíos que implica la concreción de tales escenarios de la demanda energética. En este sentido, queda la sensación de que el presente informe se limita al desarrollo de un proceso acotado, que sin entrar en detalles se centra en la estimación de la demanda eléctrica, sin entregar un mayor análisis de los resultados obtenidos para todos los sectores y energéticos de uso final indicados en la Tabla 1 de la sección 2.1.1	
ASOCIACIÓN GREMIAL DE GENERADORAS DE CHILE	2	General		Sin perjuicio del comentario anterior, los resultados obtenidos para la demanda eléctrica, y con ellos de la oferta de generación necesaria para enfrentar los distintos escenarios energéticos definidos (básicamente escenarios “eléctricos”), parecen requerir análisis más detallados que sustenten las posibilidades, tanto técnicas, económicas, territoriales, etc, para que estos resultados puedan ser un insumo por considerar, en términos efectivos, por el proceso de planificación de la transmisión. En particular, y al menos, se requiere junto a la desagregación de la demanda eléctrica por sector consumidor de energía; un análisis de las implicancias en el desarrollo del sistema de transmisión consecuente con la definición de los planes de obras de generación para cada escenario energético; y un análisis de la robustez operacional de tales planes de obras.	
ASOCIACIÓN GREMIAL DE GENERADORAS DE CHILE	3	General		En concordancia con las dos observaciones anteriores, el informe preliminar de la PELP adolece de la falta de entrega de información suficiente para inferir la razonable plausibilidad de los resultados en los que se centra el informe: demanda y oferta de generación eléctrica.	
ASOCIACIÓN GREMIAL DE GENERADORAS DE CHILE	4	2.1.5	15	La Figura 2 indica “Proyección de penetración de vehículos <u>particulares</u> eléctricos” sin mostrarse la evolución, en número, de los taxis eléctricos. Respecto de los buses y de camiones eléctricos también es necesario mostrar la evolución de los vehículos eléctricos en estas dos categorías.	
ASOCIACIÓN GREMIAL DE GENERADORAS DE CHILE	5	2.1.6	16	El escenario de Alta electrificación indica metas al 2050 para la calefacción, y al 2046 para el aire acondicionado, sin especificarse que dichas metas se aplican a <u>casa y departamentos nuevos</u> , y no a la totalidad de las casas y departamentos del país.	
ASOCIACIÓN GREMIAL DE GENERADORAS DE CHILE	6	2.1.7	18	No se indica las unidades de medida de los valores de la Tabla 4	

ASOCIACIÓN GREMIAL DE GENERADORAS DE CHILE	7	2,3	25	Para los distintos combustibles, cuyos precios se proyectan en tres escenarios, no se especifica la base de la referencia del <i>commodity</i> que se utiliza para tales proyecciones. Así, por ejemplo en el caso del Gas Natural no sabemos si las fuentes se refieren a Henry Hub u otra referencia del mercado internacional de este combustible.
ASOCIACIÓN GREMIAL DE GENERADORAS DE CHILE	8	2,3	25	Las proyecciones de los combustibles Gas Natural y Carbón, en sus trayectorias de escenario Bajo resultan con una singularidad en el año 2017 que se requeriría explicar o, lo que pudiera ser más apropiado, ajustar para que dichas singularidades desaparezcan en las proyecciones.
ASOCIACIÓN GREMIAL DE GENERADORAS DE CHILE	9	4,1	42	El proceso para la determinación de los factores con incertidumbre debiera ser mayormente explicado para poder evaluar u observar apropiadamente los 6 factores que finalmente se definieron para, en base a ellos, definir los Escenarios energéticos. Es probable que un análisis más exhaustivo de todos los factores inicialmente considerados pueda permitir la adopción de alguno de aquellos descartados, y con ello, quizá, la definición de un número mayor de Escenarios energéticos.
ASOCIACIÓN GREMIAL DE GENERADORAS DE CHILE	10	4.3.1	45	En el nivel "+Costo y con carbón CCS", para el factor Disposición social para proyectos, se asume que las demandas sociales redundarán en la instalación de tecnología de Captura y Almacenamiento de Carbono para viabilizar la instalación de centrales a carbón. Este supuesto puede no ser razonable debido a que este tipo de tecnologías (CCS) también generan rechazo social en cuanto a los riesgos asociados al almacenamiento de dióxido de carbono en formaciones geológicas. Más aún, esta tecnología no ha probado ser costo eficiente para la mitigación de Gases de Efecto Invernadero toda vez que presenta altos costos de uso e implementación. Por lo expuesto, no se avizora su implementación en el país ni en el corto ni en el mediano plazo. Por las razones anteriores, sería conveniente conocer los costos considerados en el informe, no solo en términos de inversión tecnológica sino también en lo que se refiere a la operación de la central debido al aumento en su costo de funcionamiento Por otra parte, este tipo de tecnologías abaten solo dióxido de carbono (contaminante global), siendo que la principal demanda ciudadana respecto a las tecnologías en base a carbón se relaciona a las emisiones de contaminantes locales. Además un criterio como este representa una clara discriminación hacia una tecnología en específico, en este caso, hacia las centrales a carbón.
ASOCIACIÓN GREMIAL DE GENERADORAS DE CHILE	11	4.3.2	45	La definición de los tres niveles de Demanda energética pareciera, en lo sustancial, no estar dando cuenta de las interrelaciones existentes entre el uso de los distintos combustibles que pueden ser alternativos entre ellos. Por ejemplo, una alta penetración de vehículos eléctricos significará también una caída en el consumo global de los combustibles derivados del petróleo. De los resultados obtenidos para los distintos niveles de demanda energética y eléctrica, pareciera que los escenarios de mayor consumo eléctrico estarían relacionados con escenarios de mayor consumo energético, situación que no necesariamente se debe dar, producto de la mayor eficiencia que presenta el consumo de electricidad frente a algún otro energético sustituto.

ASOCIACIÓN GREMIAL DE GENERADORAS DE CHILE	12	4.3.4	49	La figura 16 asume un incremento sostenido del impuesto al CO2 a partir de mediados de 2017, sin embargo, un cambio en este impuesto no parece factible en el corto plazo. Por otro lado, la imposición de un impuesto a las emisiones pudiera no ser el mecanismo más apropiado para internalizar las externalidades ambientales (al menos bajo el esquema que define la Ley 20.780), y debiera al menos analizarse alternativas que pudieran ser más eficientes y eficaces para los objetivos deseados de internalizar las externalidades ambientales. Estimamos que en este ejercicio de planificación no corresponde proponer un incremento del impuesto a las emisiones sin que eso vaya acompañado de una propuesta de optimización, al menos, de su aplicación e implementación (recaudación con fines medioambientales, mecanismos alternativos de compensación, otros).	
ASOCIACIÓN GREMIAL DE GENERADORAS DE CHILE	13	5.1.1	54	La Figura 20 muestra las trayectorias de los distintos niveles de demanda eléctrica proyectados. Entre el año 2026 y 2027, para los tres niveles, se obtiene una disminución del consumo eléctrico respecto del año anterior (tasa de crecimiento negativa) que no se explica en el informe.	
ASOCIACIÓN GREMIAL DE GENERADORAS DE CHILE	14	Otros		<ul style="list-style-type: none"> - Escenarios de mayor penetración del uso de electricidad en vehículos y uso domiciliario merece un análisis, o alguna mención al menos, sobre los efectos y desafíos que enfrentaría el segmento de distribución frente a esta mayor demanda eléctrica. - La planificación de La generación no incorpora La posibilidad de desarrollar proyectos de generación incluidos o asociados a infraestructura destinada a otros fines, como embalses de riego multipropósito. esta es una alternativa factible ante una necesidad de recursos para riego creciente, un desarrollo propiamente hidroeléctrico acotado, y una necesidad de generación flexible y renovable en el sistema eléctrico chileno. - los resultados de La expansión del parque de generación eléctrico, debe ser apoyado con análisis de robustez de La operación, de suficiencia, y en general con un balance energético que dé cuenta, entre otros, de las complementariedades de los distintos recursos que se definen dentro de los planes de obra. de igual modo, es necesario dimensionar los recursos en transmisión eléctrica que son necesarios para hacer viable los planes de generación, con un análisis técnico económico de La factibilidad de concreción de tales recursos. - no se incluye en los planes de obra un análisis respecto de las instalaciones que permitan estabilizar el sistema frente a las fluctuaciones del parque solar y/o eólico de las dimensiones incluidas en este estudio. 	
				El artículo 83 de la Ley 20.936 establece que cada 5 años se deberá desarrollar un proceso de planificación energética de largo plazo, que culmina con un decreto. El artículo 87, a su vez, señala que anualmente la CNE deberá llevar a cabo un proceso de planificación de la transmisión, el que deberá considerar la planificación energética de largo plazo establecida en el artículo 83 antes señalado. Por lo tanto, la planificación energética de largo plazo (PELP) tiene impacto en la planificación de la transmisión y es desde esta perspectiva que planteamos la siguiente observación al informe preliminar de PELP. En nuestra opinión, hay criterios de la PELP que originan un potencial problema de inconsistencia dinámica, con efectos en la eficiencia y en los costos del sistema de transmisión. De acuerdo al informe preliminar, cada uno de los Escenarios	

CONSEJO MINERO A.G.	1	General		<p>costos del sistema de transmisión. De acuerdo al informe preliminar, cada uno de los Escenarios Energéticos a 30 años toma como punto de partida la capacidad instalada actual, en construcción y aquella asociada a licitaciones de suministro. Esto puede apreciarse, por ejemplo, en las páginas 34, 36 y 37 del informe. Así, cada Escenario Energético tiene como resultado una capacidad instalada nueva, por sobre la capacidad antes señalada (ver, por ejemplo, página 59). Dado que la Planificación de la Transmisión, cuando defina las obras de expansión necesarias deberá considerar los escenarios de la PELP (artículo 87 de la Ley), dichas obras de expansión se diseñarán de acuerdo a la capacidad instalada, en construcción y aquella asociada a licitaciones de suministro. Sin embargo, nada impide que una vez que empiecen a concretarse las obras de expansión de la transmisión, los inversionistas en generación decidan instalar sus centrales en zonas distintas a aquellas consideradas en la planificación de la transmisión. Hay dos razones que explican ese potencial comportamiento de los inversionistas en generación. En primer lugar, dada la regla establecida en el informe preliminar de PELP de tomar –sin cuestionamiento– la capacidad instalada existente, en construcción y aquella asociada a licitaciones de suministro, los inversionistas sabrán que una vez que empiecen a construir sus centrales, la siguiente PELP y la consecuente expansión de la transmisión será diseñada para que dichas centrales puedan inyectar su energía. De este modo, aun cuando las centrales no se localicen de acuerdo a la PELP vigente en ese momento, las siguientes PELP validarán esa distinta localización. La segunda razón que hace viable este comportamiento de los inversionistas en generación es que, de acuerdo a los cambios que introdujo Ley 20.936 a la remuneración de la transmisión nacional, ya no enfrentan señales de precio de acuerdo a su localización. Así, podrían ubicarse en zonas alejadas de la demanda sin verse afectados, conectándose a líneas de transmisión de escasa capacidad, a la espera que la siguiente expansión de la transmisión tenga en cuenta sus necesidades de inyección. Las dos razones anteriores sugieren que los problemas son posibles. Incluso hay motivos para pensar que además son probables. No sería raro que al decidirse la expansión de la transmisión en una determinada zona, se dé origen a conductas especulativas con los terrenos</p>	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	1	2,1	8	<p>Entre los subtítulos analizados en este capítulo de demanda energética, no queda claro si se consideró o no el crecimiento de la demanda eléctrica producto de una mayor electrificación de los hogares más pobres, a medida que va aumentando el ingreso per cápita en el horizonte de análisis. Chile tiene una demanda per cápita de electricidad bastante inferior a la de países más desarrollados y en el horizonte de análisis ese indicador debería ir subiendo por distintos factores, entre los cuales está el mencionado.</p>	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	2	2.1.2	11	<p>Las tablas con el crecimiento del PIB aparecen bastante bajas en todo el horizonte. Se solicita que en el informe definitivo se justifiquen con más detalle los supuestos detrás de estos números.</p>	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	3	2.1.3	12	<p>La producción minera indicada en la Tabla N°3 si bien crece en los primeros años, en los últimos años se aprecia una tendencia a la baja, la cual se solicita se justifique en el informe definitivo con más detalle. ¿Esta proyección supone que no hay nuevos proyectos de minería en el horizonte mostrado?, adicionalmente se solicita especificar si se consideran criterios de eficiencia en la producción tales como tales como tratamiento de plantas desalinizadoras, entre otros.</p>	

ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	4	2.1.5	15	Se solicita especificar aqué segmento se considera vehículo, ya que en una primera instancia se hace la alusión a vehículos y taxis, y posteriormente se habla de buses y camiones de transporte de carga. Adicionalmente, se solicita aclarar si es que considera el cambio del parque de buses, además del desarrollo de trenes eléctricos.
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	5	2.1.5	15	Se modela una penetración de vehículos eléctricos que alcanza un 40% al año 2050, proyección que resulta conservadora en relación a predicciones en las que señalan que a contar del año 2030 todos los vehículos nuevos serán eléctricos (ver Tony Seba, "Disrupción limpia de la energía y el transporte", pp. 140-148, 2014). Se solicita justificar esta proyección.
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	6	2.1.7	17	En el punto 2. "Cálculo de Ingreso anual" de este punto no queda claro si el supuesto de venta es toda la producción propia o el saldo neto entre producción y consumo. El ahorro de compras de energía a la DX debería estar en el flujo de caja de la evaluación económica de estos equipos, y de la redacción no queda claro cómo fue considerado. Se solicita que en el informe definitivo se explique mejor
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	7	2,2	20	Respecto de las plantas eólicas terrestre se solicita especificar en que se basa el supuesto que la mejora tecnológica se traduciría en una mejora del factor de planta. Se trata de más altura para los aerogeneradores u otro tema. El tema de mayor altura tiene una contraparte de mayor costo, mayor riesgo sísmico, y una mayor complejidad en la aprobación medioambiental de los proyectos.
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	8	2,2	21	Se solicita revisar las proyecciones de costo de inversión de las centrales eólicas terrestres, puesto que no queda claro porque este valor se mantendría constante durante todo el periodo en un escenario alto. Lo que se esperaría es que este valor disminuya en menor medida que en los escenarios bajo y medio.
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	9	2,2	23	Los costos de BESS (Baterías) se expresan, generalmente, en términos de potencia y energía teniendo la forma: $C = C_e * E + C_p * P$, donde C es el costo del equipo, C_e es el costo de energía (USD/MWh) y C_p el de potencia (USD/MW), y E y P son la energía y potencia respectiva de la batería, las cuales tienen directa relación en función del diseño de la misma.
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	10	2,2	23	Los proyectos de baterías de litio consideran, frecuentemente, una duración máxima de almacenamiento por 5 horas. Dado que el informe considera 14 horas de almacenamiento se observan costos realmente altos en el informe preliminar. El costo resultante considerando 14 horas es de aproximadamente 5.000 USD/kW (5 MUSD/MW) en el escenario optimista. Costos referenciales ¹ consideran 0,1 MUSD/MWh y 0,6 MUSD/MW lo que daría un valor de 2 MUSD/MW en las mismas condiciones del estudio. Para escenario medio se tiene un costo referencial de 0,2 MUSD/MWh y 0,6 MUSD/MW por lo que el costo del BESS para 14 horas sería 3,4 MUSD/MW vs. 6 MUSD/MW mostrado en el informe preliminar. Estos costos elevados que fueron considerados para el almacenamiento de energía influyen directamente en los resultados del estudio, ya que no permite que los proyectos de almacenamiento de energía sean económicamente viables.

ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	11	2,2	23	En el informe preliminar el tratamiento de las baterías se da únicamente como un recurso de generación que compite con otras tecnologías de generación, por lo que no sorprende que no resulte recomendada la instalación de estos equipos. Esto trae consigo que no se considere en el análisis los efectos de la tecnología en la provisión de Servicios Complementarios o su uso como infraestructura de Transmisión para disminuir congestiones, los cuales son los usos de esta tecnología que presentan mayor potencial en el corto y mediano plazo en el país. Se solicita revisar el tratamiento dado a estas tecnologías incluyendo estas consideraciones	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	12	2,4	29	Llama la atención la cifra elevada de 30 ha/MW y 20 ha/MW de densidad que se indican como densidad de potencia para las centrales eólicas, sobre todo si se comparan con las cifras para las centrales fotovoltaicas y de concentración solar que son varias veces más bajas. Se solicita justificar dicho valor o bien realizar la corrección respectiva.	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	13	3,3	35	Se identifican las barras a las cuales se agrega la demanda, no obstante, no se especifica la metodología utilizada para realizar la agrupación. Además de la metodología, sería conveniente mostrar una tabla con la demanda desagregada.	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	14	3,3	35	Se solicita incluir un mapa para referenciar las barras con demandas de forma geográfica.	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	15	3,3	36	Para un sistema eléctrico cuyo desarrollo en generación se visualiza fundamentalmente en centrales solares y eólicas, considerar una modelación de la demanda de 8 bloques para las 24 horas del día es insuficiente, sobre todo si el objetivo de este informe es para definir los escenarios con los que se planificará la expansión de la transmisión. Este tipo de centrales tiene variaciones horarias significativas, incluso durante las horas en que normalmente operan. Dada la alta penetración que se espera para ellas, modelar la demanda, y consecuentemente la generación de estas centrales, en sólo 8 bloques no reflejará adecuadamente las necesidades de transmisión. Se sugiere incrementar la cantidad de bloques a fin de tener una mejor representación de estos recursos y así como de los requerimientos sistémicos necesarios.	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	16	3,5	37	Se solicita considerar la entrada de proyectos de GNL en el plan de expansión que actualmente presentan contratos de licitación de suministro adjudicados.	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	17	3.5.1	39	En la tabla 10 se solicita usar como separación de miles un punto (.) en lugar de coma (,).	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	18	3.5.1	39	En la Tabla 10 no se aprecia como alternativas de generación centrales hidráulicas de embalse, en circunstancias que en el país claramente existen recursos para este tipo de centrales. Se solicita que en el informe definitivo se incluyan, o bien, que al menos se indique la razón de porque no aparecen en la tabla.	

ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	19	3.5.1	39	Se solicita mostrar la fuente de donde se obtiene la información correspondiente al resumen regional de potencial de capacidad instalable (MW).	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	20	3,6	40	En la Tabla 11, la columna "capacidad línea" indica algunas interconexiones de 1 MW. Favor corregir.	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	21	4,3	44	Se solicita explicar cuál fue el criterio para seleccionar las distintas alternativas de cada factor para construir los 5 escenarios.	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	22	4.3.1	45	Se solicita justificar porque consideraron un factor de aumento en tiempo de construcción igual a 1,5.	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	23	4.3.2	46	En este punto se hace referencia a un nivel de demanda energética "Alta", "Referencial" y "Baja", sin embargo, en la Tabla 12 de la página 44 no aparece el nivel "Referencial", sino que en su lugar aparece "Media". Se solicita corregir ya sea la tabla o el texto para mantener consistencia.	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	24	5.1.1	54	Los crecimientos proyectados de la demanda aparecen como bajos, considerando que el crecimiento de la demanda aún no se desconecta del crecimiento del PIB. Parte de la explicación puede provenir del hecho que el supuesto de crecimiento del PIB es bajo, como se mencionó en la observación número 1. Se solicita que en el informe definitivo se incluya un anexo en el cual se detalle cómo se llega a las cifras de decrecimiento de la demanda eléctrica. Si bien es cierto, en el informe preliminar se mencionan los factores que influyen en ella (Crecimiento PIB, producción minera, penetración eficiencia energética, transporte eléctrico, etc.), no se indica cómo se pondera cada factor para llegar a la demanda de energía eléctrica proyectada. Se solicita aclarar porque las proyecciones de demanda eléctrica entre los años 2016 y 2024 son bastante similares entre los 3 escenarios, ¿No deberían éstas tener una mayor diferencia entre ellas?	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	25	5.2.1	66	En el párrafo después de la Tabla 18 se menciona que la potencia instalada en la región de Antofagasta es de 17.000 MW, sin embargo, de la tabla se desprende que es de 21.000 MW.	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	26	5.2.3	67	Se presenta un análisis de sensibilidad considerando una ventana hidrológica de menos años. Aun cuando se presentan conclusiones respecto a esta con los escenarios energéticos elegidos, este factor es muy relevante y tiene alta incertidumbre por lo que debería ser considerado en la definición de los escenarios energéticos.	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	27	5.3.1	69	Se solicita aclarar el año de puesta en servicio del terminal de regasificación Quintero.	

ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	28	5.3.1	69	Se solicita modificar la fuente del pie de página número 45.	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	29	5.3.2	71	En general en los escenarios no hay una disminución importante de uso de leña, de modo que deja al cuestionamiento las medidas que se consideran en el presente informe para mitigar el uso de esta fuente energética en los siguientes años.}	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	30	6	75	Observación General El resultado del análisis arrojó que luego de la aplicación de los criterios que se describen no resultan recomendados polos de desarrollo en el informe preliminar. Al respecto uno de los objetivos principales de la Planificación Energética de Largo Plazo que debe elaborar el Ministerio es la definición de potenciales polos de desarrollo a analizar. La ley 20.936 contiene varios artículos en ese sentido y existen muchas expectativas respecto del resultado final del análisis. Resulta muy llamativo que en el primer informe no aparezca ningún polo de desarrollo, luego de la forma en que se justificó su inclusión en la ley como uno de los segmentos relevantes de la transmisión, ya que éstos serían la solución para poder desarrollar pequeños proyectos de ERNC que de otra forma no serían factibles.	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	31	6	76	Criterio 1: No se justifica la exclusión de las centrales fotovoltaicas para polos de desarrollo.	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	32	6	76	Criterio2: Costo de sistema de transmisión sea inferior al 1%, si bien es un criterio específico, carece de argumentación, ya que un sistema de transmisión para un proyecto se evalúa caso a caso y tiene que ser de acuerdo a las condiciones territoriales, ambientales y de comunidades.	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	32	6	77	En la Tabla 21, para la Isla de Chiloé aparece un máximo de 272 MW como recurso eólico, en circunstancias que el potencial disponible es bastante mayor que eso. Estos resultados no están en línea con la planificación de la transmisión y en particular el desarrollo del sistema de transmisión Sur. En los próximos meses será licitado un proyecto de transmisión nacional que consiste en construir un nuevo enlace de 2x1500 MW entre la isla de Chiloé y Puerto Montt.	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	34	6	79	Respecto del criterio 4, considerar que las zonas recomendadas deben aparecer en al menos un 60% de los escenarios (3 de 5) aparece como una restricción bastante exigente, dado que las zonas factibles hasta la aplicación del criterio número 3 eran 12 y después de la aplicación del criterio 4 se redujo a sólo una. Se solicita considerar un criterio menos exigente como, por ejemplo, que las zonas recomendadas deben aparecer en al menos el 40 % de los escenarios (2 de 5).	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	35	6	79	Respecto del mismo criterio número4, se menciona que todos los escenarios considerados son igualmente probables, sin embargo, ello no fue mencionado en el capítulo de definición de los escenarios. Se solicita indicar en el capítulo correspondiente las razones que justifican ese supuesto en función de la elección de las alternativas posibles de los distintos factores que se usaron para construir los escenarios.	

ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	36	6	79	Criterio 5: el concepto de "Ser relevantes para el sistema" es arbitrario ya que pueden existir eficiencias locales que no están siendo identificadas con la metodología propuesta.	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	37	8,6	92	Se indica una disponibilidad de un 42% para las baterías, de acuerdo a la información entregada por el Coordinador. En vista que las instalaciones existentes en Chile fueron pioneras en su instalación en el mundo y que corresponden a un tipo especial de servicio (respuesta rápida por corto tiempo) no parece razonable utilizar estos valores históricos. Se sugiere utilizar información a nivel mundial (más casos) y considerar el tipo de uso de las baterías; del mismo modo, se podrían utilizar valores proyectados por fabricantes a fin de captar los avances tecnológicos de las baterías.	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	38	General		El informe adolece de análisis o recomendaciones respecto al sistema de transmisión y su crecimiento futuro; del mismo modo, aspectos como la seguridad de la operación o la resiliencia del sistema no son considerados en el análisis, aun cuando son temáticas clave del sector energético del país. Adicionalmente, la estimación de escenarios de desarrollo de generación no toma en cuenta fenómenos como la flexibilidad necesaria para permitir la correcta integración de la generación no despachable e intermitente, lo cual ocasiona distorsiones considerables en las proyecciones del parque de generación y las tecnologías necesarias para el suministro de la demanda en un régimen 24/7. En este contexto, es imposible pensar en escenarios de generación puramente solar fotovoltaica y eólica sin otra tecnología de generación que aporte flexibilidad durante las horas en la que no se dispone del recurso.	
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G.	39	General		El Informe no hace referencia alguna a la consideración (o no) de planes estratégicos regionales. En subsidio, podría considerarse o al menos evaluar la consideración de información proveniente de algunas de las Comisiones Regionales de Desarrollo Energético.	
ASOCIACIÓN CHILENA DE ENERGÍAS RENOVABLES	1	2	8	Se solicita incluir proyecciones para modelar la influencia de los PMG y PMGD.	

ASOCIACIÓN CHILENA DE ENERGÍAS RENOVABLES	2	3.6	39	<p>Se solicita enunciar los criterios para seleccionar las interconexiones con otros países y su influencia en la expansión del sistema.</p> <p>Aparentemente los intercambios energéticos internacionales son tan pequeños que ni se valorizan en el análisis, por lo que se está perdiendo cualquier valor estratégico (por definir cuál sería) asociado con esta componente. Dado que los valores en la Tabla 11 son diferentes a los que se presentaron en la Audiencia cabe pensar que hay un error tipográfico. Por ejemplo, cabe considerar el impacto futuro de la 'provincia de esquisto' Vaca Muerta que tiene recursos por 308 TCF y 16 bi barriles petróleo en Neuquén Argentina, considerando que ya existen una muy buena conectividad de gasoductos. El precio asociado con este gas futuro debiera ser competitivo frente al GNL y puede extraerse del Sendero de Precios de gas argentino ya aprobado.</p>
ASOCIACIÓN CHILENA DE ENERGÍAS RENOVABLES	3	5.1.1	51	<p>Debe haber un mayor enfoque en los cambios de matriz primaria (Figura 17). Dado que ciertas aplicaciones de la energía eléctrica son convertidas a 'energía útil' con una alta eficiencia (Ejemplos: transporte eléctrico, calefacción, etc.), se puede dar el caso de que la demanda por energía primaria futura disminuya, aun cuando aumente la demanda eléctrica final. Se solicita explicar como la modelación se hace cargo de este fenómeno.</p>
ASOCIACIÓN CHILENA DE ENERGÍAS RENOVABLES	4	5.1.1	51	<p>No existe diferenciación en la demanda eléctrica en los 3 escenarios hasta el 2026, lo cual resulta llamativo. Si las variables consideradas no tienen un impacto cuantitativo en el corto plazo, entonces las alternativas evaluadas carecen valor político, elemento trascendental para su ejecución. Asimismo, no hay coincidencia entre el sentido de urgencia global (véase C Figueres et al https://www.nature.com/news/three-years-to-safeguard-our-climate-1.22201 y esta PELP.</p>
ASOCIACIÓN CHILENA DE ENERGÍAS RENOVABLES	5	5	51	<p>En la política energética de largo plazo, se estableció la siguiente meta al 2035: "Chile se encuentra entre los 5 países OCDE con menores precios promedio de suministro eléctrico a nivel residencial e industrial". A partir de la revisión realizada, entendemos que no se han verificado los escenarios de la PELP contra esa meta, por lo tanto, estimamos que este elemento debiese ser considerado.</p>
ASOCIACIÓN CHILENA DE ENERGÍAS RENOVABLES	6	5.1.1	51	<p>Se recomienda incluir información sobre la evolución de % de combustible importado vs local, en función del tiempo y del escenario, ya que este aspecto puede tener un impacto geopolítico regional y global, por lo que es información que debe ser considerada para futuras tomas de decisiones.</p>
ASOCIACIÓN CHILENA DE ENERGÍAS RENOVABLES	7	5	51	<p>En la presentación del Informe Preliminar de Largo Plazo se incluyó una slide con el costo marginal promedio obtenido en los distintos escenarios evaluados.</p> <p>Al respecto, se proyecta una tendencia ascendente en el Costo Marginal de la energía, llegando a un valor de alrededor de 75 USD/MWh, lo cual pareciera ser un valor muy alto comparado con los precios de venta de energía que se ven hoy en día para nueva capacidad, tanto ERNC como convencional (Gas Natural Fenosa ofertó a USD 46/MWh en la licitación 2015-01, en julio 2016). Se solicita incluir un análisis al respecto en el informe.</p>

ASOCIACIÓN CHILENA DE ENERGÍAS RENOVABLES	8	5.1.1	53	Si se consideran alrededor de 5 millones EVs al final del período de planificación (Figura 2) con un consumo específico de 10 kWh/día/ EV se obtiene 18.2 GWh/año de demanda asociada a la categoría al año 2046. Es decir, con ese nivel de electrificación vehicular y consumo modesto se cubre gran parte del diferencial entre el escenario alto y medio a 2046 (Figura 20, pág. 54, 25 GWh/año, aprox), sin considerar contribuciones por demanda calefacción eléctrica y/o acondicionamiento de aire. Por ello, estimamos que el escenario 'alto' no es suficientemente desafiante para reflejar el efecto combinado de un impulso de electrificación en el largo plazo.
ASOCIACIÓN CHILENA DE ENERGÍAS RENOVABLES	9	5.2.1	63	En el contexto de los escenarios evaluados, se solicita aclarar por qué motivo la Figura 30 considera generación a partir de diésel y no se consideran el uso de otras tecnologías costo-eficientes para cubrir la demanda de punta.
ASOCIACIÓN CHILENA DE ENERGÍAS RENOVABLES	10	5.2.2	67	El informe carece de un análisis respecto a la cobertura de punta del sistema considerando los planes de obras propuestos. A partir de los señalado en el punto 5.2.2 Análisis de corto y largo plazo de los planes de obras, se menciona que se están desarrollando estudios paralelos para evaluar la robustez y la resiliencia de los planes de obras obtenidos. Se solicita incluir dicho análisis entre los alcances a considerar.
ASOCIACIÓN CHILENA DE ENERGÍAS RENOVABLES	11	5.3.2	70	Se solicita aclarar si para la estimación de la demanda de leña, se incluye el uso de pellets.
ASOCIACIÓN CHILENA DE ENERGÍAS RENOVABLES	12	6	75	Se sugiere revisar los criterios y la metodología de definición de polos, ya que su objetivo es motivar la aparición de nuevos proyectos. Parece poco razonable que como resultado de un primer estudio no se detecten polos de desarrollo. Se sugiere revisar el criterio 2 (proximidad a las redes existentes), ya que probablemente corresponde al elemento que elimina más potenciales proyectos. Además, el criterio 5 asociado a la potencia de la central, no es el único enfoque para medir la relevancia del proyecto para el sistema. El hecho de que exista una línea de transmisión puede incentivar la instalación de nuevos proyectos.

ASOCIACIÓN CHILENA DE ENERGÍAS RENOVABLES	13	2.1.7 5.3.5	16 73-74	<p>Los escenarios de generación distribuida planteados en este primer informe no capturan la totalidad de desarrollos e impacto que este sector puede tener en la planificación energética. Los escenarios planteados ignoran la legislación existente, bajo la cual se deberían incluir proyectos PMGD, según corresponda, y todos aquellos proyectos que caben dentro de la ley de net-billing, es decir comercios, colegios, pequeñas industrias, packings y agrícolas, hospitales, etc. Para hacer una estimación que efectivamente refleje la influencia de la GD tanto en la demanda energética futura, como alternativa viable para suplir la oferta, es necesario expandirse por sobre el nivel residencial. Específicamente, la estimación que se presenta en la Figura 39 el documento "Informe Preliminar" subestima considerablemente la penetración actual y futura de la GD. No tenemos claridad si este gráfico se refiere a generación anual, o crecimiento de la generación anual. Es importante notar que, según el último reporte mensual de la CNE, del mes de junio del 2017 (https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/07/RMensual_ERNC_v201707.pdf), a la fecha existen 1.732 instalaciones declaradas bajo la Ley 20.571, lo que corresponde a 11.604 kW. Considerando que el gráfico de la figura 39 se refiere a la generación anual, si las estimaciones se llevan a potencia instalada, divido por un factor de radiación de la zona central promedio (1650 KWh/KWp) se obtiene que sólo en el año 2022 (y bajo un escenario optimista) se obtiene una potencia instalada similar a la que ya existe hoy (Ver Anexo). Si consideramos el gráfico como un indicador del crecimiento de la generación anual gracias a GD, ésta aún es muy limitada con respecto a la realidad de los proyectos que se realizan hoy y el tipo de crecimiento que el sector está experimentando. Por tanto, creemos que es esencial revisar la metodología de estimación de GD a incluir en los escenarios, considerando proyecciones de generación PMGD y todo tipo de clientes regulados; además de evaluar la metodología de N-REL que se utilizó como base pues dado la madurez del mercado en de GD en Chile, podría ser más adecuado utilizar una metodología de difusión de innovaciones.</p>	
ASOCIACIÓN CHILENA DE ENERGÍAS RENOVABLES	14	5.1.1, 5.3.4	51 73	Se solicita mostrar huella de carbono de cada uno de los escenarios de energía primaria en función del tiempo, discutiendo la facilidad de cumplimiento de Acuerdo COP21 y futuras opciones de mejora de desempeño, complementando la Tabla 20.	
ASOCIACIÓN CHILENA DE ENERGÍAS RENOVABLES	15	5.2.1	58-66	Se solicita detallar (de forma desagregada) la fecha de entrada en operación de los proyectos del plan de obras de generación de cada escenario evaluado.	
ASOCIACIÓN CHILENA DE ENERGÍAS RENOVABLES	16	3.2	58-66	Para determinar el plan de obras de generación de cada escenario, se solicita aclarar cómo se considera la expansión de la Transmisión.	

ASOCIACIÓN CHILENA DE ENERGÍAS RENOVABLES	17	5.2.1 5.3.4	58-66 72	<p>Resulta llamativo que no exista una significativa salida de centrales de generación con un ‘alto impacto de carbono’ en ninguno de los escenarios evaluados, lo cual sugiere que los supuestos considerados no son lo suficientemente desafiantes para representar tendencias que ya se están manifestando en otras economías.</p> <p>A partir de los resultados expuestos, se percibe que la penetración de proyectos ERNC dentro de la matriz depende solo del nivel de demanda de energía, sin embargo, es necesario considerar también el factor económico (evolución de los precios de venta de energía/costo marginal) ya que de su evaluación técnico-económica es que se justifica la idoneidad de desarrollar y construir un proyecto en particular. No se considera ningún desmantelamiento de centrales contaminantes, y es una hipótesis muy relevante a la hora de proyectar nueva capacidad de generación. Una realidad que se observa hoy en Chile y de forma más avanzada todavía en otros mercados, como por ejemplo en Europa o en EEUU, es que la nueva capacidad de generación ERNC desplaza la oferta, dejando obsoletas centrales térmicas, e induciendo decisiones de desmantelamiento.</p> <p>En el horizonte que cubre la Planificación Energética, gran parte del parque generador termoeléctrico costo eficiente del país cumplirá 30 años de operación. Este plazo es comúnmente aceptado como la duración de la vida útil económica de una central termoeléctrica.</p> <p>Al considerar las fechas de entrada en operación del parque termoeléctrico nacional, se encuentra que prácticamente el 46% del parque termoeléctrico cumpliría su vida útil antes del año 2037 (horizonte de 20 años) y casi el 100% en el año 2046 (horizonte de 30 años). Por lo anterior, resulta evidente la importancia de considerar este efecto en el caso base de la expansión de la Planificación Energética.</p> <p>De no considerarse este efecto, las proyecciones de largo plazo de éste proceso podrían perder significación, porque considerarían disponible una capacidad de generación importante que, en realidad y con alta probabilidad, habrá sido retirada del sistema por sus titulares.</p>	<p>*Dependiendo de la fuente, la estimación de una vida útil económica para centrales termoeléctricas que se utiliza puede estar entre 20 y 40 años. A modo de ejemplo, el NREL (National Renewable Energy Laboratory – www.nrel.gov) utiliza 20 años (ver documentos del Annual Technology Baseline, disponibles en http://www.nrel.gov/analysis/data_tech_baseline.html). Por otra parte, Generadoras AG utiliza un plazo de 30 años (véase presentación “Rol y aporte de la hidroelectricidad”, Generadoras AG 4/oct/2016 presentada a la Mesa de Hidroelectricidad Sustentable).</p> <p>Corrección sugerida: Otorgar al modelo un grado de libertad adicional con la posibilidad de desmantelar capacidad de generación obsoleta, e incluir las componentes de precio de venta de energía en la construcción de nueva capacidad (y no solo una nueva demanda) para bajar el costo marginal de largo plazo, gracias a mecanismos de financiación y contratación tipo PPA regulados o libres.</p> <p>En caso de no ser factibles estas correcciones, se propone dejar claridad sobre estos puntos en una sección de discusión de los resultados del informe.</p>
---	----	----------------	-------------	---	---

ASOCIACIÓN CHILENA DE ENERGÍAS RENOVABLES	18	8.3	<p data-bbox="715 29 1897 175">[Pág. 88] Especificar la referencia utilizada para determinar las relaciones indicadas en la Tabla 25 y 26, ya que el "Plan de Expansión Troncal 2015 – 2016" (referencia 31, verificar fecha) considera una cantidad considerable de archivos, lo cual entorpece la revisión de las relaciones anteriormente mencionadas.</p> <p data-bbox="715 183 1897 256">Queda la duda si el Plan de Expansión a que se hace referencia, es realmente el "Plan de Expansión 2016-2017", que si es de marzo 2017.</p> <p data-bbox="715 264 1897 370">[Pág. 89] Se hace necesario esclarecer la Referencia, ya que las magnitudes de costos directos indicadas en la Tabla 26, son elevados comparados a los valores promedio manejados por la industria.</p> <p data-bbox="715 378 1897 492">Aclarar también fuente que se consideró para determinar costos de servidumbres, ya que los valores de servidumbres eléctricas en terrenos de bienes nacionales son mucho más bajos que en el caso de propietarios privados.</p> <p data-bbox="715 500 1897 565">Se recomienda especificar sobre qué condiciones puede aplicarse las relaciones presentes en la Tabla 25.</p>	
---	----	-----	--	--