

# Proyección de Generación Distribuida periodo 2020-2040 y sus efectos en el sistema de Transmisión Zonal.

18 de enero de 2021

---

SUBGERENCIA DE PLANIFICACIÓN

[www.coordinador.cl](http://www.coordinador.cl)

## CONTROL DEL DOCUMENTO

### APROBACIÓN

Versión	Aprobado por

### REVISORES

Nombre	Cargo
Juan Carlos Araneda T.	Subgerente de Planificación

### AUTORES

Nombre	Cargo
Sergio Cortez V.	Ingeniero Departamento Prospectiva

## CONTENIDO

<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>4</b>
<hr/>	
<b>2. INTELIGENCIA DE MERCADO</b>	<b>5</b>
<hr/>	
<b>3. PROYECCIÓN DE PMGD</b>	<b>18</b>
<hr/>	
3.1 ASPECTOS REGULATORIOS	18
3.2 METODOLOGÍA	19
3.3 ESTADO ACTUAL PROYECTOS PMGD	22
3.4 PROYECCIÓN PMGD	24
3.5 CONCLUSIONES	75
<hr/>	
<b>4. PROYECCIÓN DE NET BILLING</b>	<b>78</b>
<hr/>	
4.1 ASPECTOS REGULATORIOS	78
4.2 ESTADO ACTUAL NET BILLING	78
4.3 COSTOS DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA	80
4.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA NET BILLING	81
4.5 PROYECCIÓN NET BILLING	85
4.6 CONCLUSIONES	86
<hr/>	
<b>5. ANEXOS</b>	<b>87</b>
<hr/>	
5.1 ANEXO 1	87
5.2 ANEXO 2	94

## 1. INTRODUCCIÓN

---

Teniendo en consideración el crecimiento significativo que han tenido los proyectos de energía renovable PMGD y Net Billing en el SEN durante los últimos años y los efectos que podría implicar a niveles de cargabilidad de los sistemas de transmisión zonal, y por consiguiente determinar sus efectos en la Planificación de la Transmisión, se realiza un estudio de inteligencia de mercado y una proyección de Generación Distribuida para el periodo 2020-2040, esto con el objetivo de conocer la visión de la industria respecto a temas relevantes relacionados con el proceso de conexión de este tipo de proyectos y además conocer los efectos en el sistema de transmisión zonal de los proyectos existentes y proyectados en el largo plazo.

La sección de inteligencia de mercado consideró la realización de reuniones y aplicación de encuestas a las principales empresas de distribución/transmisión del país y desarrolladores de proyectos de generación distribuida, con el objetivo de conocer su opinión respecto a temas relevantes relacionados con aspectos regulatorios y de planificación, del proceso de conexión, puestas en servicio y operación. Mientras que la proyección de PMGD y Net Billing tiene por objetivo identificar el estado actual de uso de las subestaciones por parte de este tipo de proyectos y determinar el periodo en que el nivel de cargabilidad de estos sobrepase determinados umbrales.

En particular, la proyección de PMGD identifica las zonas geográficas de mayor interés del mercado, exponiendo aquellas subestaciones donde existe capacidad disponible a nivel de subestación primaria de distribución para la conexión de futuros proyectos energéticos, así como determinar aquellas subestaciones donde la conexión de nuevos proyectos sobrepasa la capacidad conjunta de transformación y por tanto se puedan producir inversiones de flujo, desde las redes de distribución al sistema Transmisión Zonal.

Por último, resulta relevante exponer que los proyectos PMGD y Net Billing conectados en las redes de distribución producen un efecto de disminución la demanda resultante en la zona donde se encuentran conectados, visto a nivel de subestación primaria de distribución, en menor o mayor magnitud dependiendo de la capacidad instalada conjunta y su factor de planta. Por tanto, a medida que mayor sea la penetración de Techos Solares en el tiempo en una determinada localidad, la demanda resultante se verá disminuida y por tanto reducirá la capacidad de inyección de proyectos PMGD en la subestación primaria de distribución y líneas de transmisión zonal. De este modo, es posible afirmar que, en el horizonte de tiempo evaluado, los proyectos PMGD y Net Billing competirán por la capacidad disponible de las redes de distribución, subestaciones y líneas de transmisión zonales donde estos se encuentren conectados.

## 2. INTELIGENCIA DE MERCADO

---

En esta parte del informe se presentan los resultados de una sección del estudio elaborado en conjunto con la empresa Surenergia durante el segundo semestre de 2019 “*Prospección de PMGD y PMG en el SEN, y sus efectos en la Planificación de los Sistemas de Transmisión Zonal*” y cuyo objetivo consistió en realizar un estudio de Inteligencia de Mercado de Generación Distribuida, para conocer los desafíos que enfrentan las empresas del sector, en relación con la gestión del proceso de conexión de proyectos, aspectos operaciones, regulatorios y de la Planificación. Para desarrollar el estudio de inteligencia de mercado se realizaron reuniones y aplicaron encuestas a las principales empresas Transmisoras/Distribuidoras del país y un conjunto de desarrolladores de proyectos PMGD/PMG y Net Billing, estas empresas se indican a continuación:

1. Rising Sun - Desarrollador de generación Net Billing.
2. Solarity - Desarrollador de generación Esco.
3. Sphera Energy - Desarrollador PMGD y Utility Scale.
4. CGE - Distribuidora Transmisora.
5. Saesa/Frontel - Distribuidora Transmisora.
6. Chilquinta - Distribuidora Transmisora.
7. Enel - Distribuidora Transmisora.
8. Empresas Eléctricas AG - Asociación Gremial.

En las reuniones realizadas con las empresas distribuidoras y transmisoras se abordaron los siguientes temas:

- Beneficios y desventajas de este tipo de generación en el sistema.
- Aspectos relacionados con el proceso de conexión de PMGD/PMG al sistema.
- Aspectos relacionados con la operación de PMGD/PMG.

Con las empresas desarrolladoras de proyectos de generación en distribución se analizaron los siguientes temas:

- En qué nicho de la generación distribuida se enfoca su actividad.
- Beneficios y desventajas de este tipo de generación en el sistema.
- Aspectos del proceso de conexión.
- Aspectos de la operación de generación distribuida.

A modo de resumen, a continuación, se incluyen las tablas con las preguntas y respuestas de las encuestas realizadas. En las tablas se han agrupado preguntas relacionadas con un mismo tema, la cual permite comparar las visiones de las distribuidoras, transmisoras y desarrolladores de proyectos de generación distribuida. Además, en las tablas se indica "s/r" cuando la pregunta ha quedado sin respuesta y "n/a" cuando esa pregunta no se hizo a la empresa o institución.

Cabe destacar que las respuestas de las empresas fueron agrupadas por tipo de segmento, agrupando aquellas que corresponden a empresas transmisoras/distribuidoras y desarrolladores de proyectos de generación distribuida.

Por otra parte, es importante aclarar que esta encuesta fue realizada previo a la promulgación del reglamento para medios de generación de pequeña escala “*Decreto N°88 de 2019 del Ministerio de Energía*”, por lo que las respuestas de las empresas asociadas a este tema dan cuenta de este mismo reglamento que se encontraba en versión borrador en ese instante.

**Tabla 1. Preguntas aplicadas a distribuidoras/transmisoras, gremios y desarrolladores de proyectos.**

Preguntas de la Entrevista		Pregunta 1	Pregunta 2	Pregunta 3
		Desde el punto de vista del sistema eléctrico, en su opinión ¿qué beneficios (técnicos, económicos, otros) considera que tiene la incorporación de PMGD y/o PMG?	¿Qué desventajas para el sistema eléctrico tiene la incorporación de PMGD y/o PMG (técnicas, económicas, otras)?	La conexión de PMGD y/o PMG en (Distribuidora/Transmisora) representa sólo costos o también beneficios, explique por favor.
RESPUESTAS	DISTRIBUIDORAS Y ASOC. GREMIAL	Ninguno en Dx. Posterga inversiones en Tz.	Pérdida flexibilidad en Dx. Redes bidireccionales en Dx sin relación con los despachos Dx y la tarificación Dx.	Sin beneficios para Dx se hace por obligación.
		Ninguno en Dx. Flexibilidad operación en Tz.	Pérdida flexibilidad en Dx. PMGD con sistemas rudimentarios de telecontrol. Redes bidireccionales en Dx sin relación con los despachos Dx y la tarificación Dx.	Sin beneficios para Dx porque son de autodespacho.
		Reducir pérdidas en Dx. A futuro operación en isla.	Pérdida flexibilidad en Dx. Alimentadores enmallados no conversan con ruta única PMGD.	Sin beneficios para Dx porque son de autodespacho.
		Mejorar calidad servicio al operar en isla. En redes rurales mejora voltaje. Refuerzos en MT reducen pérdidas y mejoran voltaje.	Pérdida flexibilidad en Dx. Dificultad para mantener calidad en BT porque TD son con tap fijo. Redes bidireccionales en Dx sin relación con los despachos Dx y la tarificación Dx.	Son oportunidades comerciales para vender soluciones a PMGD y refuerzos de redes dejan holguras.
		Ninguno en Dx. Si fuesen incorporados eficiente y descentralizadamente podrían reducir pérdidas de energía y mejorar calidad de servicio, operación en isla, reducir inversiones en redes. A futuro servicios complementarios.	Pérdida flexibilidad en Dx. Bloquear proyectos eficientes de generación. Externalidades o efectos negativos en planificación Tz.	s/r
	DESARROLLADORES DE GENERACIÓN DX	Reducción de pérdidas en Dx. Refuerzos de redes postergan inversiones en redes.	Concentración de PMGD aumenta las pérdidas e inversiones Tz. No existen señales de localización para conexión eficiente de PMGD. Poco uso de polos de desarrollo para resolver PMGD cercanos.	n/a
		Reducir el costo de energía y mejorar resiliencia.	PMGD ocupan capacidad de las redes Dx y TZ, la que debiera ser prioritaria para net billing por ser generación al lado del consumo. Si PMGD tuviese beneficios entonces identificar los servicios asociados y licitar competitivamente su instalación.	n/a
		Reducir pérdidas de energía.	Aumento de pérdidas si se conectan demasiados. Pérdida de control de voltaje de Dx.	n/a

De la tabla anterior se destaca lo siguiente:

- Las Distribuidoras y Transmisoras mayoritariamente opinan que no hay beneficios por la incorporación de PMGD/PMG, excepto cuando postergan inversiones en transmisión zonal.

En sólo un caso se expresa que hay beneficios por mejor calidad de servicio en voltaje y menores interrupciones de suministro, asociado a distribución en sectores rurales. En un caso se menciona la oportunidad de ofrecer servicios a los PMGD.

Además, las distribuidoras coinciden en que los PMGD hacen perder la flexibilidad operacional de las redes de distribución y que los despachos de distribución bajo la normativa vigente no están adaptados para operar con flujos bidireccionales. También expresan como desventaja lo rudimentario de los sistemas de medición y control de los PMGD.

- Llama la atención que los desarrolladores de PMGD vean como desventaja la falta de señales de localización de PMGD, que no se los haga competir por la conexión a distribución en sectores donde ellos tengan beneficios para el sistema, y que existen desafíos por uso de capacidad de la red entre proyectos Net Billing y PMGD.



**Tabla 2. Preguntas aplicadas a distribuidoras/transmisoras, gremios y desarrolladores de proyectos.**

		Pregunta 4	Pregunta 5
RESPUESTAS	Preguntas de la Entrevista	En el caso de la energía generada por PMGD y PMG, en su opinión, ¿cuál de los siguientes regímenes de valorización de la energía generada es el más adecuado? a) Precio de nudo estabilizado según el DS 244 reglamento PMGD vigente. b) Precio de nudo estabilizado diferenciado por horas, según el reglamento que se encuentra en trámite en la Contraloría General de la República. c) Costo marginal horario igual que cualquier generador mayor a 9 MW. d) Otro, en este caso especifique y explique cuál régimen de valorización:	En su respuesta anterior seleccionó la alternativa __. Por favor, fundamente su respuesta:
	DISTRIBUIDORAS Y AG	s/r	Asegurar eficiencia económica y sin perjuicio a cliente final.
		s/r	PMGD financieramente débil.
		Alternativa b) pero sin banda de precio de mercado, sólo estabilizado en base a costos marginales.	PMGD no son empresas de gran escala y con acceso a grandes recursos. La única manera de hacerlos viables es reduciendo la incertidumbre de sus flujos de ingreso.
		Alternativa c).	No es razonable que un grupo de generadores tenga un precio de venta igual a señal de localización comercial de la central generadora. El "precio estabilizado" debe ser el resultado de una licitación.
		s/r	s/r
		a) o b)	Es mejor que la alternativa c) o costo marginal.
	DESARROLLADORES DE	c)	No es razonable que generadores de gran tamaño tengan reglas de venta de energía distintas a las que tienen los demás generadores.
		s/r	s/r

En esta tabla se destaca que incluso entre los desarrolladores de proyectos de generación distribuida hay quienes prefieren que los PMGD vendan su energía igual que cualquier otro generador, es decir a costo marginal instantáneo. Excepto que de haber beneficios medibles asociados a la instalación de PMGD en puntos específicos de las redes de distribución, por ejemplo, por operación en isla, mejorar el voltaje u otros, entonces en tal caso vender a precio estabilizado sí tiene sentido y éste debiera ser el resultado de una licitación competitiva.

**Tabla 3. Preguntas aplicadas a distribuidoras/transmisoras, gremios y desarrolladores de proyectos.**

Preguntas de la Entrevista	Pregunta 6	Pregunta 7	Pregunta 8		
	En (Dx/Tx), qué lugar entre los 20 temas más importantes de la gestión de la empresa ocupa la conexión de PMGD y/o PMG:	En (Dx/Tx), ¿existe una unidad a cargo de atender los procesos de conexión de PMGD y/o PMG?	En caso que exista una unidad responsable de PMGD y/o		
			(a) ¿cuántas personas trabajan dedicadas exclusivamente al tema PMGD y PMG?	(b) ¿cuántas serían necesarias?,	(c) ¿cuánto tiempo se demora en promedio llegar hasta el ICC?
RESPUESTAS DISTRIBUIDORAS Y AG	Tema relevante, consume recursos.	Dos unidades. Una en Dx y otra en Tx.	5 profesionales con dedicación exclusiva. Otros 40 internos en forma parcial. Apoyo de 15 profesionales subcontratistas.	No sabemos.	9 a 12 meses.
	Tema relevante, consume recursos.	Una unidad comercial.	3 profesionales casi dedicación exclusiva. Apoyo legal, planificación, ingeniería.	3 profesionales.	El establecido en la norma.
	Importancia media y sin gran uso de recursos.	No hay una unidad, es un tema más de planificación.	En total hay 4 a 5 profesionales con dedicación parcial.	Por ahora nadie más.	Mayor al normado.
	PMGD son parte de la rutina. PMG requieren atención especial por afectar Tz.	PMGD, net billing y SSMM dependen de Distribución. PMG depende de Transmisión.	En total hay 7 profesionales dedicados.	2 más si aumenta el número de solicitudes.	Alrededor de cinco meses.
DESARROLLADORES DE	n/a	Sí, aunque con variaciones entre Santiago y regiones.	n/a	n/a	n/a
	n/a	Sí, pero la puerta de comunicación es un email. Cuesta encontrar una persona al otro lado.	n/a	n/a	n/a
	n/a	No. Debemos encontrar las personas.	n/a	n/a	n/a

En la tabla anterior se destaca lo siguiente:

- En todas las empresas distribuidoras/transmisoras el proceso de conexión de PMGD es un tema relevante y en algunas altamente consumidor de recursos dado el alto número de SCR<sup>1</sup>. Además, en caso de que el nuevo reglamento NTCO consiga disminuir aún más las solicitudes de desarrolladores de proyectos PMGD, se espera que con los actuales recursos sea suficiente para atender los requerimientos de estas empresas.
- Se Destaca el amplio rango de tiempo que en promedio se demoran los proyectos en conseguir el ICC<sup>2</sup>, los cuales fluctúan entre cuatro y doce meses.

<sup>1</sup> SCR: Solicitudes de Conexión a la Red.

<sup>2</sup> ICC: Informe de Criterios de Conexión emitido por la empresa distribuidora.

**Tabla 4. Preguntas aplicadas a distribuidoras/transmisoras, gremios y desarrolladores de proyectos.**

		Pregunta 9	Pregunta 10	Pregunta 11	Pregunta 12	
Preguntas de la Entrevista		¿Cuáles son las principales deficiencias detectadas en las solicitudes de conexión presentadas por PMGD?	El procedimiento de conexión establecido en el reglamento PMGD actualmente en tramitación en la Contraloría General de la República ¿resuelve las deficiencias anteriores?	Si en su opinión el nuevo Reglamento no resuelve algunas deficiencias, ¿qué propondría para resolverlas?	¿Conocé qué criterios utiliza (Distribuidora/Transmisora) para definir el costo de conexión de cada proyecto PMGD y/o PMG?	
	RESPUESTAS	DISTRIBUIDORAS y AG	Especulación PMGD. Atención en cola única. ICC obsoletos antes de conexión.	Sólo la especulación PMGD.	Falta conocer la norma y sus anexos.	Costo de refuerzos valorados con VNR. HH a costo empresa.
			Especulación PMGD. Desarrolladores PMGD incompetentes.	Sólo la especulación PMGD.	Problemas operativos. Valorización de refuerzo de redes y costo de conexión.	Se prioriza responder dentro del plazo fijado.
			Especulación PMGD. Plazos muy estrechos para responder. Condiciones cambiantes de PMGD.	Sólo la especulación PMGD.	Condicionar la entrega de ICC al pago del costo de prepararlo. Es necesario un costo de entrada de PMGD. Reconocer costos en zonas de alta concentración urbana.	Cargabilidad de la red. Excepto en zona norte los refuerzos requeridos son menores.
			En general no hay deficiencias importantes. PMGD hidro son proyectos grandes y quedan fuera de los plazos de la norma. PMGD hidro requieren muchos recursos legales, ambientales e ingeniería.	Sólo la especulación PMGD.	Mejorar la definición del factor de pérdidas. Diferenciar el proceso para proyectos hidro.	Costo de refuerzo de redes y criterios de la Dx para comunicaciones.
			Especulación PMGD.	Sólo la especulación PMGD.	PMGD debe pagar costo por SCR sin reembolso. Señales de localización y operación en línea con los beneficios caso a caso de PMGD. Futuros DSO contratar servicios con PMGD en licitaciones competitivas. PMGD alto impacto con plazos de respuesta mayor. Recálculo costo ICC al momento de la conexión.	s/r
				Sí, elimina la especulación.	Fragmentación de proyectos no quedó bien resuelta, debe informarse al comienzo del proceso. Definir solución conjunta Tz para proyectos en la misma cola. Falta resolver disputa por capacidad entre proyectos net billing y PMGD.	No se conocen.
	DESARROLLADORES DE GENERACIÓN DX	Especulación PMGD.	Algunos temas pero no todos.	Transparencia en la comunicación de la Dx. Fiscalización de cumplimiento de plazos Dx.	No se conocen y no pueden reproducirse.	
			Parcialmente.	Reducir plazos Dx y SEC para responder. ¿Quién tiene prioridad en la red, PMGD o net billing?	No se conocen. No informan detalle de cálculo.	

En esta tabla se destaca lo siguiente:

- La especulación PMGD es un tema común entre las respuestas de las empresas distribuidoras. Las distribuidoras están dedicando un esfuerzo importante en la atención a

los proyectos PMGD, de los cuales una fracción menor logrará financiamiento y finalmente se concretará.

- Otro aspecto relevante es el método de cola única de atención para conexión de PMGD por alimentador. Esto hace muy complejo seguir la dinámica de cambios en las solicitudes de PMGD (ingreso, modificación, retiro) cuando el número de SCR es de varios miles; esto tiene como consecuencia que los ICC en la práctica quedan obsoletos en plazos muy cortos.
- Se espera que el nuevo reglamento resuelva en parte el problema de especulación PMGD, aunque falta conocer la norma y sus anexos para ver si se resolverán otros inconvenientes.
- El nuevo reglamento no resuelve los problemas de operación de las redes de distribución con PMGD.
- Los desarrolladores de proyectos coinciden en que no es posible conocer qué criterios usan las distribuidoras para determinar el costo de conexión y que su cálculo no es reproducible.

**Tabla 5. Preguntas aplicadas a distribuidoras/transmisoras, gremios y desarrolladores de proyectos.**

Preguntas de la Entrevista		Pregunta 13	Pregunta 14	Pregunta 15	Pregunta 16		
		¿Qué estudios son estrictamente necesarios para definir la conexión de un PMGD/PMG a las redes de distribución?	En el caso de (Distribuidora/Transmisora) ¿qué criterios sería conveniente aplicar cuando la operación de PMGD o PMG provoca congestiones en la red?	El reglamento PMGD y NTCO vigentes establecen criterios para, eventualmente, fijar límites a las inyecciones de PMGD, en su opinión ¿en base a esos criterios se llega a una solución eficiente? Sí/No	Respecto de los límites a las inyecciones de PMG establecidos en el reglamento, en su opinión ¿representan una solución eficiente? Sí/No		
RESPUESTAS	DISTRIBUIDORAS Y AG	En PMGD fotovoltaico es irrelevante el estudio de cortocircuito.	En Dx el CEN determina y fija criterio para determinar.	En Tz determina CEN a prorrata.	No inversiones ineficientes en Tz.	No sabemos si son eficientes pero sirven.	Atribución del CEN.
		Los establecidos en la norma.	Estudios dinámicos cuando afectan Tz.	Evaluamos Dx y Tz en todos los casos.	Restricción es se informan a PMGD.	Sirven en Dx.	No vemos posible otro criterio.
		Los establecidos en la norma.		Limitar PMGD por parejo.	Caso a caso si es necesario.	Sirven en Dx y Tz.	Atribución del CEN.
	Los establecidos en la norma. En PMGD eólico estudio de estabilidad del sistema.	En redes no robustas estudio de estabilidad del sistema incluyendo Tz.	Hacemos los análisis de los casos reales, se identifica cómo operar mientras la solución está vigente, y entrega estos análisis al Coordinador. Luego el Coordinador evalúa y nos instruye qué hacer.	En PMG Coordinador aplica lo regulado.	Depende. En algunos casos basta con analizar flujos en la red. En otros es más importante estabilidad del sistema.	Depende. En algunos casos basta con analizar flujos en la red. En otros es más importante estabilidad del sistema.	
	Los establecidos en la norma.		Ser administrados por la Dx bajo una norma clara.	Definir una norma de operación en isla.	No. La regulación actual admite conexión indiscriminada e ineficiente de PMGD porque en Tz habría que seguir invirtiendo siempre para PMGD.	Está bien a prorrata aunque debiera ser en función del costo variable.	
	Los actuales de la norma. Quizá estudio de estabilidad en algunos casos.	Estudio de protecciones debe pedirse justo antes de la conexión.	Actualizar procedimientos de operación para permitir PMGD en Dx bidireccional.		No. Reglamento vigente no tiene límite por restricciones en Tz.	Sí. Ya se tiene casos en que PMGD copan la capacidad de transmisión y bloquean proyectos utility scale.	
DESARROLLADORES DE GENERACIÓN DX	Sobran algunos en proyectos de impacto no significativo o instalación compartida. Son proyectos de mayor tamaño pero de autoconsumo.		Los reglados.	No. Nadie ha podido explicar el límite de 20% de la capacidad del alimentador. Arbitrario. Debe ser caso a caso y fundado.	s/r		
	Los establecidos en la norma, pero con criterios distintos porque los vigentes impiden proyectos net billing de alta capacidad.		Ninguno, las redes Dx deben admitir cualquier generación distribuida.	No, las redes Dx deben admitir cualquier generación distribuida.	s/r		

En la tabla anterior se destaca lo siguiente:

- En general los estudios necesarios para definir la conexión PMGD/PMG son los establecidos por norma, aunque se consideran necesarios estudios dinámicos o de estabilidad cuando los medios de generación afectan la transmisión zonal.
- La oportunidad para realizar el estudio de protecciones es justo antes de la conexión y no al inicio del proceso.
- Hay una diversidad de opiniones respecto de qué criterios aplicar cuando la operación de PMGD provoca congestiones en las redes. Esto tiene relación con los actuales despachos de las distribuidoras, no bidireccionales.
- Lo mismo ocurre respecto del criterios para fijar límites a la inyección de PMGD y PMG, hay diversidad de opiniones.

**Tabla 6. Preguntas aplicadas a distribuidoras/transmisoras, gremios y desarrolladores de proyectos.**

	<b>Pregunta 17</b>	<b>Pregunta 18</b>	<b>Pregunta 19</b>		
<b>Preguntas de la Entrevista</b>	En el futuro, en el marco del proyecto de ley larga de distribución, ¿espera que aumente la posibilidad de conexión de PMGD en Dx? Sí/No.	Si en los estudios de conexión de PMGD llega a anticiparse congestión en transmisión, el artículo 88 del nuevo reglamento PMGD considera restringir la inyección del PMGD e incluye una instancia para que la CNE informe al Coordinador la posible congestión, pero cuando el problema obligará a una operación restringida de el o los PMGD. En su opinión sería más conveniente que el CEN disponga de otras herramientas para anticipar posibles congestiones? Sí/No.	¿Qué problemas se han verificado o podrían verificarse en la programación y operación del SEN, derivados de la conexión de PMG y PMGD?		
<b>RESPUESTAS</b>	<b>DISTRIBUIDORAS Y AG</b>	Sí, en caso que la regulación y tarificación VAD considere los costos de PMGD. No en caso contrario, cuando cada PMGD se hace cargo de sus costos.	Dx informa de inmediato al CEN, con estudio.	Falta de automatismos y sistemas de comunicación rudimentarios.	
		Sí, la regulación y tarificación VAD considerará los costos de PMGD.	Hacerlo como en Tz. Posibles congestiones se informan al CEN y este informa a todos los interesados.	Artículo 102 no se usa por riesgos asociados.	Desconexiones en Tz no autorizadas por PMGD afectados.
		No. En PMGD lo relevante es el precio de venta al que puedan acceder.	Es suficiente que la Dx lo identifique y presente proyectos en el proceso de planificación Tz.	Artículo 102 no se usa por riesgos asociados.	Sólo en caso de falla del alimentador, se restringe el PMGD.
	Sí, en caso que la regulación y tarificación VAD considere los costos de PMGD. En todo caso, promover obras eficientes en Tz cuando PMGD representen beneficios para los clientes.	Por esa vía las soluciones en transmisión zonal pueden demorar tres o más años en ponerse en servicio, si es que son aprobadas por la CNE. Peor cuando el problema incluye instalaciones de transmisión zonal de más de una empresa. Nuestra Dx comparte de inmediato los flujos de potencia de estas restricciones con el Coordinador. También se ha solicitado la construcción de polos de desarrollo, porque en esos casos varios proyectos de generación solicitan conexión en puntos cercanos de un mismo sistema de transmisión zonal.		Bajo nivel de sistemas de comunicaciones y de control del PMGD.	
	Sí, en caso que la regulación y tarificación VAD considere los costos de PMGD, y se promuevan obras eficientes en Tz cuando PMGD representen beneficios para los clientes.	La información la debe enviar la Dx al momento de detectar la congestión en lugar de hacerlo cuando el ICC esté aceptado por el PMGD.		Problemas con sistemas de telecontrol y sistemas de comunicación.	
	<b>DESARROLLADORES DE GENERACIÓN</b>	Sí. Por ejemplo si se entregan señales de localización y precio asociados a beneficios PMGD. También si en Dx se da paso a DSO bidireccionales.	La información la debe enviar la Dx al momento de detectar la congestión en lugar de hacerlo cuando el ICC esté aceptado por el PMGD. El CEN recibe información suficiente para identificar a tiempo congestiones en Tz.	s/r	
		Podría ser sí, pero primero hay que conocer el reglamento, normas y anexos aplicables.	s/r	s/r	
Sí. Las distribuidoras prestando servicios de red y todos los servicios a clientes entregados por empresas distintas a Dx.		s/r	s/r		

De la tabla anterior se destaca lo siguiente:

- La expectativa mayoritaria es que el proyecto de ley larga de distribución permitiría a las empresas distribuidoras recaudar los costos de incluir los proyectos PMGD en las redes de distribución, percepción tanto de las distribuidoras como de los desarrolladores de PMGD.
- Es mayoritaria la opinión que en cuanto las distribuidoras identifiquen una posible congestión en transmisión zonal asociada a proyectos PMGD, lo informen de inmediato al Coordinador, y no después que el PMGD acepte el ICC.
- Es frecuente encontrar problemas derivados de los automatismos y sistemas de comunicación y control de los PMGD.

**Tabla 7. Preguntas aplicadas a distribuidoras/transmisoras, gremios y desarrolladores de proyectos.**

		Pregunta 20	Pregunta 21
		Preguntas de la Entrevista	¿Qué porcentaje de los proyectos PMGD que obtienen su ICC cumple los plazos definidos para su proceso de construcción y conexión?
RESPUESTAS	DISTRIBUIDORAS y AG	Alrededor de un 30%.	No
		Alrededor de un 30%.	Mejorar el proceso de aprobación de obras Tz, tanto CEN como CNE. Facilitar uso polos desarrollo Tz para PMGD.
		La mayoría.	El caso de PMG que se conecte a barra MT de una subestación Tz, y que afecta la Dx. La Dx no tiene información oportuna.
		La mayoría.	No
		Aproximadamente el 20%.	Sí. Es necesario introducir mayor certeza en la planificación Tz asociada a PMGD, eliminar la conexión indiscriminada. Se necesitan estudios que muestren los beneficios y costos de PMGD con levantamiento geográfico. Definir mejores requerimientos de automatismos y medición. Mejorar coordinación CEN, Dx, Tx y PMGD.
	DESARROLLADORES DE GENERACIÓN DX	s/r	Sí. Mejorar las herramientas de planificación para acortar los plazos de puesta en servicio de las soluciones Tz. Qué características se pedirá a los centros de control de PMGD y PMG.
		s/r	Sí. Que la modificación de la ley de distribución incluya net billing para clientes no regulados. Simplificar las exigencias para PMGD de autoconsumo.
		s/r	Sí. Que los sistemas de comunicación estén bien definidos y por tamaño de net billing.

De la tabla anterior se destaca lo siguiente:



- El bajo porcentaje de proyectos PMGD que cumple el plazo de construcción.

**Tabla 8. Preguntas aplicadas a desarrolladores de proyectos.**

Preguntas de la Entrevista	Pregunta 22	Pregunta 23			Pregunta 24	Pregunta 25	Pregunta 26	Pregunta 27	Pregunta 28
	Por favor, indique en qué rango de potencia se encuentran los proyectos de generación que desarrolla su empresa.	Los tiempos de las distribuidoras para responder a los requerimientos o solicitudes enviados por ustedes.	(a) ¿tienen plazos definidos en la normativa?	(b) ¿los cumplen las distribuidoras?	(c) ¿las respuestas son claras y completas?	Por favor indicar ¿Cuáles son o han sido las principales dificultades que han tenido con las distribuidoras en la atención de solicitudes de conexión presentadas por su empresa?	Las distribuidoras, ¿aplican los mismos criterios ante las distintas solicitudes presentadas por su empresa?	¿Usted considera que las empresas distribuidoras entregan la información de manera clara al definir los costos de conexión? Sí/No.	¿Usted considera que se requiere información adicional a la entregada por las distribuidoras?, en caso afirmativo, por favor indicar qué información.
RESPUESTAS DESARROLLADORES DE GENERACIÓN DX	3 a 9 MW en PMGD y 50 MW utility scale.	Sí	No	No suficientemente.	Demoras en la revisión de las Dx. Diferencias entre estudios de las Dx y sus propios consultores. No se incluye el efecto de otros ICC en la cola de espera.	Son similares y de valores altos.	No. El desglose está bien pero no se puede reproducir ningún costo.	Sí. La memoria de cálculo de cada partida del costo de conexión.	No. En particular el plazo para el refuerzo de redes y la puesta en servicio.
	100 kW a 3.000 kW. Modelo ESCO 100% autoconsumo.	Sí	No	No	Respuestas lentas e incumplimiento de plazos. No se entrega el detalle de cálculo de costos.	Sus respuestas no son estándares.	No. Entregan detalle pero no muestran los cálculos para llegar a los costos.	Sí. La memoria de cálculo de cada partida del costo de conexión.	No. Plazo para responder SCR y puesta en servicio.
	100 a 300 kW.	n/a	n/a	n/a	Altos costos de conexión. Respuestas incompletas. Es difícil en Dx encontrar personas para conversar.	No. Mismo tipo de caso tiene distintas respuestas.	No. No entregan detalles.	Sí. Toda la información debe estar en línea, incluyendo capacidades de TD. Memoria de cálculo de costos de conexión.	No. Respuesta a SCR y protocolo de conexión.

En esta tabla se destacan:

- En opinión de los desarrolladores entrevistados las distribuidoras no cumplen los plazos para responder y las respuestas no son claras y completas.
- Se expresa por parte de los desarrolladores que las empresas distribuidoras no aplican los mismos criterios ante las SCR. Además, que la información de costos de conexión no es clara y que en todos los casos se requiere que las distribuidoras entreguen información adicional suficiente.
- En todos los entrevistados se destaca que las distribuidoras no cumplen los plazos de conexión.

En las siguientes secciones del informe se presenta la situación actual de PMGD por subestación zonal y región, además se realiza la proyección de generación distribuida al año 2040 y se analizan los efectos que esto podría ocasionar en el sistema de transmisión zonal.

### 3. PROYECCIÓN DE PMGD

---

#### 3.1 ASPECTOS REGULATORIOS

Con respecto a la regulación que ha acompañado al desarrollo de proyectos PMGD y PMG en el SEN, está se mantuvo prácticamente sin variaciones desde el año 2006 (DS. 244 del Ministerio de Economía), alcanzando durante este periodo un creciente aumento de la capacidad instalada a lo largo del país por medio de diversas fuentes tecnológicas, los cuales a la fecha ya alcanzaron los 1200 MW instalados. No obstante, en octubre de 2020 el Ministerio de Energía publicó el nuevo Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala “Decreto N°88, de fecha 8 de octubre de 2020”, el cual introduce importantes cambios entre los que se destacan, nuevos requisitos para la admisibilidad realizada por las empresas distribuidoras y para su declaración en construcción por parte de la CNE, se establece un mecanismo expedito para la conexión de proyectos de bajo impacto a la red de distribución, se define de manera clara las obligaciones y plazos de las partes involucradas, se adicionan costos para la tramitación de las Solicitudes de Conexión a la Red (SCR) y se establece un mecanismo de estabilización de precios por bloques horarios para los nuevos proyectos.

Otro aspecto importante a destacar y que no se identifica en la nueva regulación es que no se incorpora un mecanismo para la evaluación conjunta de proyectos que se desarrollen en un mismo alimentador, con lo cual se podría reducir los costos de las obras adicionales, adecuaciones o ajustes necesarios para permitir su conexión, puesto que se evaluaría los requerimientos de la red de distribución para todos estos proyectos de manera simultánea, con lo cual se reducirían los tiempos de tramitación de estos y se evitaría las reiteradas adecuaciones de la red de distribución que resultan al evaluar cada proyecto de generación de manera individual.

Los cambios incorporados en el nuevo Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala se espera reduzcan el número de SCR en alimentadores de distribución y el tiempo de tramitación de los respectivos proyectos, considerando que estos son evaluados por las distribuidoras de acuerdo con el orden de prelación en que se presentan las solicitudes. Por tanto, se estima que la nueva regulación beneficie a aquellos desarrolladores que poseen proyectos concretos, pudiendo aumentar incluso la tasa de crecimiento anual de capacidad instalada que se ha visto en el último tiempo.

Adicional a lo anterior, se espera que el volumen de SCR que se tramite con la nueva regulación permita estimar con mayor exactitud las proyecciones de crecimiento de capacidad instalada de PMGD en regiones para los próximos años, facilitando las labores de planificación a nivel de distribución y transmisión zonal respectivamente, las cuales requieren mayores tiempos de desarrollo que los requeridos para la concreción de proyectos de energía renovables.

### 3.2 METODOLOGÍA

Se realiza la proyección de PMGD por subestación zonal en un periodo de 20 de años, donde los primeros 5 años es donde se tiene un mayor grado de certeza, producto de la información que se dispone, mientras que los siguientes años intentan mantener la tendencia que se ha dado en el tiempo, considerando el interés de los desarrolladores en determinadas localidades, de acuerdo a las Solicitudes de Conexión a la Red (SCR) presentadas a las empresas de distribución y las restricciones de capacidad instalada de los transformadores zonales en las subestaciones evaluadas. Es importante destacar que en esta proyección no se consideraron los proyectos PMG, puesto que actualmente es menor la cantidad de proyectos que ha presentado solicitudes de conexión mediante el régimen de Acceso Abierto a los sistemas de transmisión, si se compara con el volumen de solicitudes de conexión con ICC aprobados en proyectos PMGD.

La metodología utilizada para realizar la proyección de PMGD durante los años 2020-2040, considera las siguientes variables, los cuales en su evaluación conjunta dan como resultado los proyectos candidatos a utilizar en la proyección de PMGD por subestación zonal:

- i. Proyectos con SCR vigentes desde el año 2016 en adelante, que han recibido el Informe de Criterios de Conexión (ICC - Formulario 7) por parte de la empresa distribuidora.<sup>3</sup>
- ii. Listado de proyectos PMGD con SCR en curso, disponible en la página web de las empresas distribuidoras.
- iii. Proyectos con ICC vigente mayor a 3 MW, aprobados o en tramitación en el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA).
- iv. Proyectos PMGD declarados en construcción por la Comisión Nacional de Energía a septiembre de 2020.
- v. Proyectos PMGD en proceso de conexión en el Coordinador.
- vi. Proyectos PMGD operativos, disponible en el portal de Infotecnica del Coordinador.

Una vez definidos los proyectos candidatos a considerar en la proyección, se define la fecha de puesta en servicio, la cual se obtiene considerando lo siguiente:

- i. Para aquellos proyectos declarados en construcción, se utiliza la fecha de puesta en servicio de la Resolución Exenta emitida mensualmente por la CNE "*Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción*".
- ii. Si el proyecto se encuentra con ICC vigente y RCA aprobada por el SEA, y aún no obtiene la declaración en construcción, se considera un máximo de 2 o 3 años para la entrada en operación.

---

<sup>3</sup> Información provista por la SEC el 2 de julio de 2020.

- iii. Si el proyecto se encuentra con ICC vigente y la aprobación ambiental se encuentra en tramitación, se considera un máximo de 3 a 4 años para la entrada en operación.
- iv. Si el proyecto se encuentra con ICC vigente y no posee tramitación ambiental, se evalúa el periodo de su incorporación considerando la tasa de crecimiento anual de capacidad instalada en la respectiva subestación.

Por otra parte, para realizar la proyección desde el año 2025 en adelante, se utilizan proyectos candidatos del listado de SCR vigentes, teniendo en consideración el tipo de tecnología de generación predominante en la zona evaluada, la potencia de los proyectos que se encuentra en tramitación u operativos en la respectiva subestación, el periodo de tiempo transcurrido entre la entrada en operación de los proyectos que se encuentran en servicio, entre otros.

Con la información expuesta anteriormente, se obtiene la proyección de PMGD en el SEN por subestación zonal, para los Escenarios Base, Optimista y Pesimista. Estos escenarios tienen por objetivo evaluar diferentes alternativas de conexión de los proyectos, tanto en capacidad instalada como en fecha de puesta en servicio, estos se detallan a continuación:

- **Escenario Base:** Considera aproximadamente 2/3 de la capacidad instalada [MW] del PMGD candidato informado en la SCR. Se considera de esta forma puesto que se ha visto que algunos proyectos se evalúan ambientalmente con la capacidad nominal de la SCR (MW) y finalmente se conecta una potencia inferior. La fecha de puesta en servicio se obtiene de acuerdo con el criterio antes señalado.
- **Escenario Optimista:** Considera el 100% de la capacidad instalada [MW] del PMGD candidato informado en la SCR. La fecha de puesta en servicio se obtiene de acuerdo con el criterio antes señalado.
- **Escenario Pesimista:** Considera aproximadamente 1/3 de la capacidad instalada [MW] del PMGD candidato informado en la SCR. Se considera de esta forma puesto que se ha visto que algunos proyectos se evalúan ambientalmente con la capacidad nominal de la SCR (MW) y finalmente se conecta una potencia muy inferior. La fecha de puesta en servicio se obtiene de acuerdo con el criterio antes señalado.

Luego, con el objeto de facilitar la evaluación y posterior análisis de la cargabilidad de los proyectos PMGD en los transformadores de las subestaciones zonales, se definen las zonas de evaluación Norte, Centro y Sur, donde la zona norte abarca desde la primera<sup>4</sup> a cuarta región, la zona centro desde la quinta a séptima región, mientras que la zona sur comprende desde la octava<sup>4</sup> región al sur.

---

<sup>4</sup> La primera y octava región incluyen a las regiones de Arica y Parinacota y región del Ñuble respectivamente.

A continuación, se presenta el diagrama de flujo con los pasos utilizados para la proyección y las evaluaciones posteriores.



**Figura 1. Diagrama de Flujo Proyección PMGD periodo 2020-2040.**

### 3.3 ESTADO ACTUAL PROYECTOS PMGD

En las siguientes figuras se presenta la evolución que ha experimentado la capacidad instalada de PMGD por región y tipo de tecnología desde el año 2006 a la fecha, coincidente con la publicación del Decreto 244/2006 del Ministerio de Economía “Reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación...”.

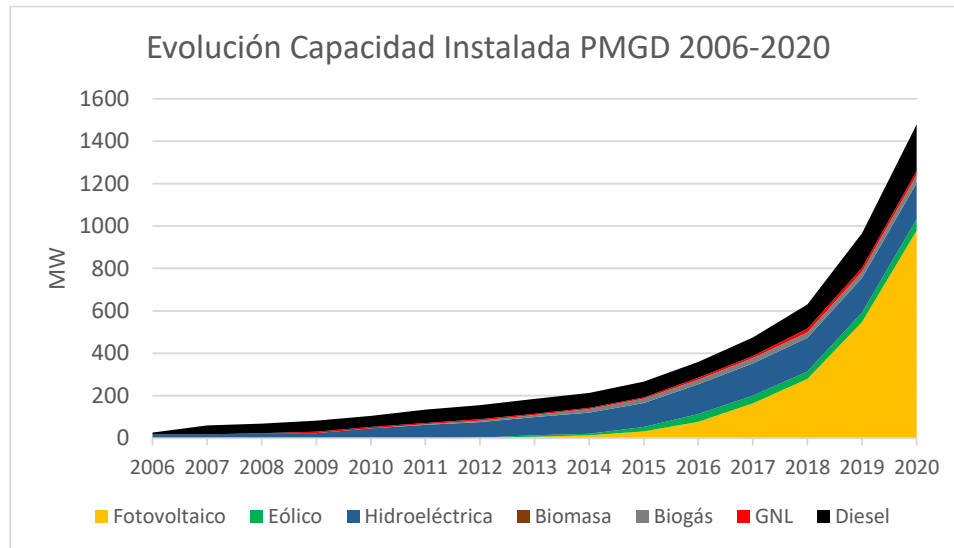


Figura 2. Evolución de la capacidad Instalada de PMGD por tipo de tecnología, periodo 2006-2020.

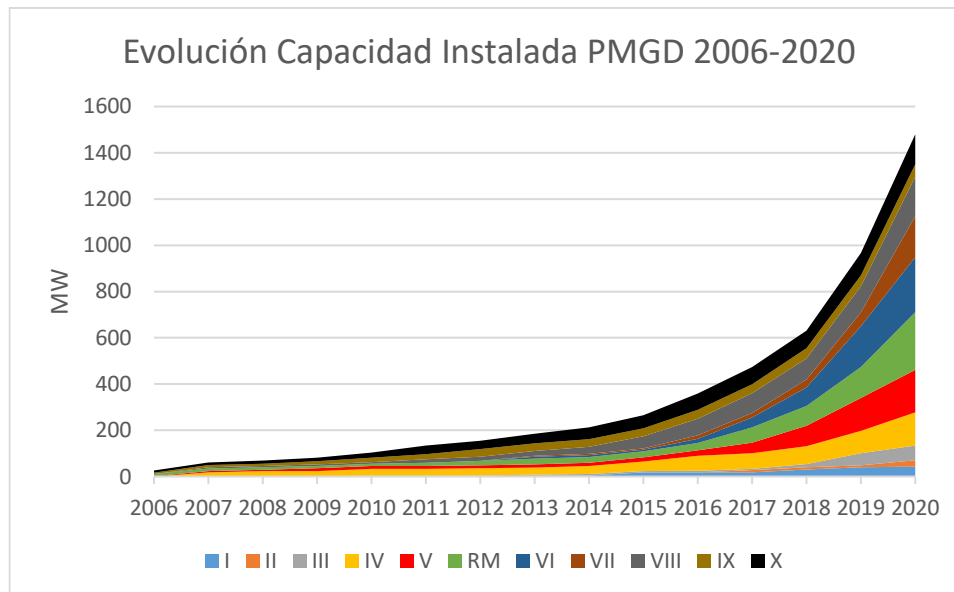


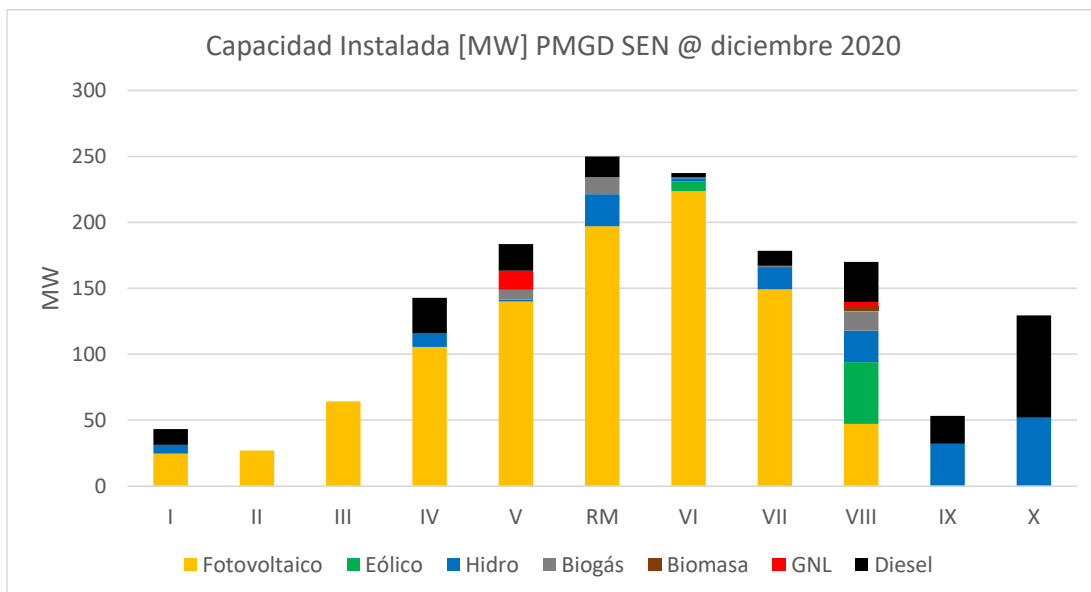
Figura 3. Evolución de la capacidad Instalada de PMGD por región, periodo 2006-2020.

En relación con el crecimiento que ha experimentado la capacidad instalada de proyectos PMGD en los últimos 15 años, se destaca que al año 2010 la capacidad estaba compuesto únicamente por

proyectos de tecnología hidroeléctrica, GNL y Diesel, y a partir del año 2012 y 2013 comenzaron a incorporarse los primeros desarrollos fotovoltaicos y eólicos respectivamente. Mientras al año 2020, la tecnología fotovoltaica es la que lidera la participación con un 66% de la capacidad instalada, seguidos por las tecnologías Diesel e Hidroeléctrica, las cuales poseen una participación de un 14,8% y 11,5% respectivamente.

En adición a lo anterior, en la figura 3 se presenta el incremento de capacidad instalada por región, pudiendo identificar que durante los últimos cinco años el mayor incremento de capacidad se ha dado entre la cuarta y séptima región. En particular, durante el año 2020 se destaca el incremento de proyectos fotovoltaicos desarrollados en la séptima región, lo cual da cuenta que con el pasar del tiempo el desarrollo de proyectos se ha desplazado de la zona norte-centro a la zona sur.

A continuación, se presenta la capacidad instalada de proyectos PMGD por región y tipo de tecnología al año 2020. A fines de 2020 se estima una capacidad instalada de proyectos PMGD de 1479 MW, la cual se obtiene considerando los proyectos existentes, en proceso de conexión en el Coordinador y declarados en construcción ante la CNE.

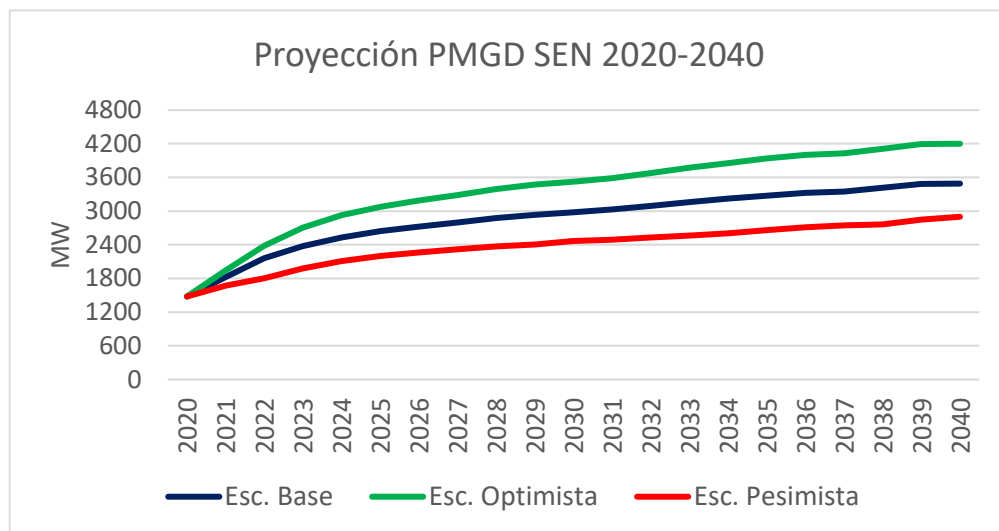


**Figura 4. Capacidad Instalada PMGD en regiones por tecnología al año 2020.**

A continuación, se presenta la proyección de PMGD en el SEN para el periodo 2020-2040, para los Escenarios Base, Optimista y Pesimista.

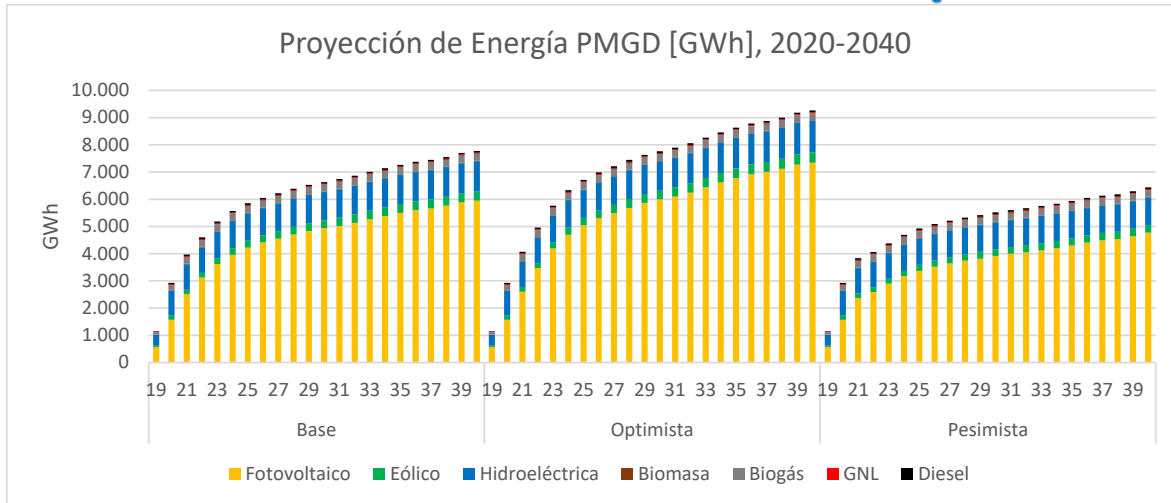
### 3.4 PROYECCIÓN PMGD

De acuerdo con la metodología utilizada para realizar la proyección de proyectos PMGD, explicada en la sección 3.2 del presente informe, en la siguiente figura se presenta la proyección al año 2040 para los escenarios base, optimista y pesimista. En la proyección se observa un incremento significativo de la capacidad instalada durante los primeros cinco años y luego un aumento gradual, esto principalmente porque en la proyección se consideró un crecimiento de la capacidad instalada de proyectos PMGD en zonas de interés hasta alcanzar en algunos casos el límite de capacidad instalada de transformación de las subestaciones zonales. Tal como se mencionó previamente, esta proyección considera los proyectos que se encuentran en tramitación en el Coordinador para su puesta en servicio, proyectos declarados en construcción ante la CNE que aún no han iniciado el proceso de conexión en el Coordinador, proyectos con tramitación ambiental en el SEA y una última capa de posibles proyectos a desarrollar (candidatos) en las subestaciones que fueron evaluadas, considerando las SCR vigentes, la dimensión de proyectos que se encuentran operativos en la zona evaluada y el periodo de tiempo en que se han desarrollado proyectos en las respectivas subestaciones. Se destaca además que esta proyección representa una primera aproximación del crecimiento que podría experimentar los proyectos PMGD, por lo que no se debe considerar de manera vinculante.



**Figura 5. Proyección PMGD (Potencia) en el SEN, periodo 2020-2040.**





**Figura 6. Proyección de Energía PMGD en el SEN, periodo 2020-2040.**

En las siguientes secciones del informe se analizan la proyección de PMGD para la Zona Norte, Centro y Sur, donde se evalúa el efecto en las subestaciones zonales, presentando la relación porcentual entre la capacidad instalada de proyectos PMGD conectados a las subestaciones y la capacidad de transformación de las mismas, tanto de aquellas subestaciones que hoy poseen proyectos PMGD operativos, así como de aquellas que a la fecha no poseen proyectos conectados, sin embargo se espera que en el corto o mediano plazo sean foco de interés de parte de los desarrolladores, esto considerando las respectivas Solicitudes de Conexión a la Red (SCR) que hoy se encuentran vigentes y aquellos proyectos que se encuentran en tramitación en el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA).

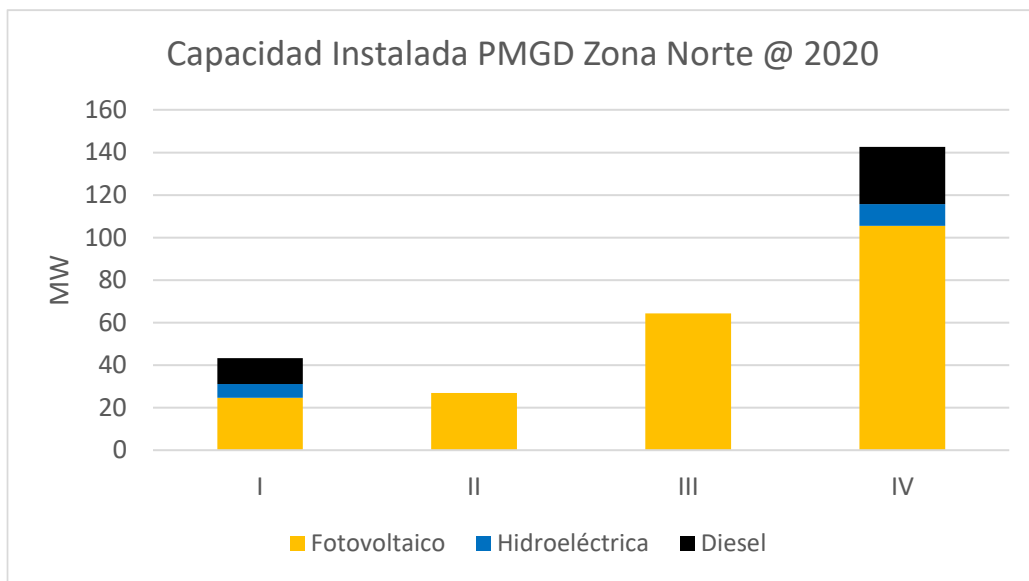
En las próximas versiones del Estudio a publicar en los siguientes años, se pretende añadir los perfiles de demanda por subestación zonal y transformador, de modo de verificar la capacidad disponible para la conexión de nuevos proyectos en regiones, además de identificar las zonas donde exista inversión de flujo desde las redes de distribución al sistema de transmisión zonal y por tanto se dificulte la posibilidad de añadir nuevos proyectos de generación en distribución.

A continuación, se presenta la proyección de proyectos PMGD al año 2040, en las zonas norte, centro y sur.

### 3.4.1 ANÁLISIS ZONA NORTE

Abarca desde la primera a cuarta región y considera los proyectos PMGD existentes y proyectados conectados a las subestaciones de transmisión zonal existentes en esta zona.

En la siguiente figura se presenta la capacidad instalada de PMGD a fines de 2020, donde se aprecia que en la primera y cuarta región existen proyectos hidroeléctricos y térmicos (Diesel), mientras que en resto de las regiones en análisis prevalece el uso de tecnologías fotovoltaicas<sup>5</sup>. La capacidad instalada a fines de 2020 se estima en 277,2 MW, donde la tercera y cuarta región abarcan el 75% de la capacidad instalada de esta zona.

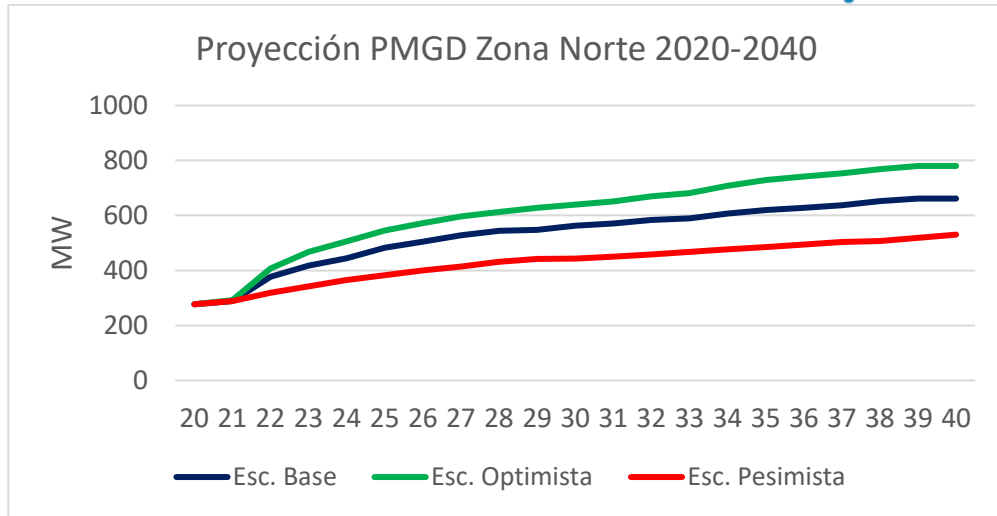


**Figura 7. Capacidad Instalada PMGD Zona Norte al año 2020.**

En relación con la proyección de PMGD al año 2040, en la siguiente figura se presentan los resultados para la evaluación de los escenarios Base, Optimista y Pesimista. Es importante considerar que la tecnología predominante en la proyección fue la fotovoltaica, lo cual es consistente con las Solicitudes de Conexión a la Red (SCR) que se encuentran en curso y con Informe de Criterios de Conexión (ICC) emitido por las empresas Distribuidoras, dentro de los que se encuentran proyectos con RCA aprobada y en tramitación.

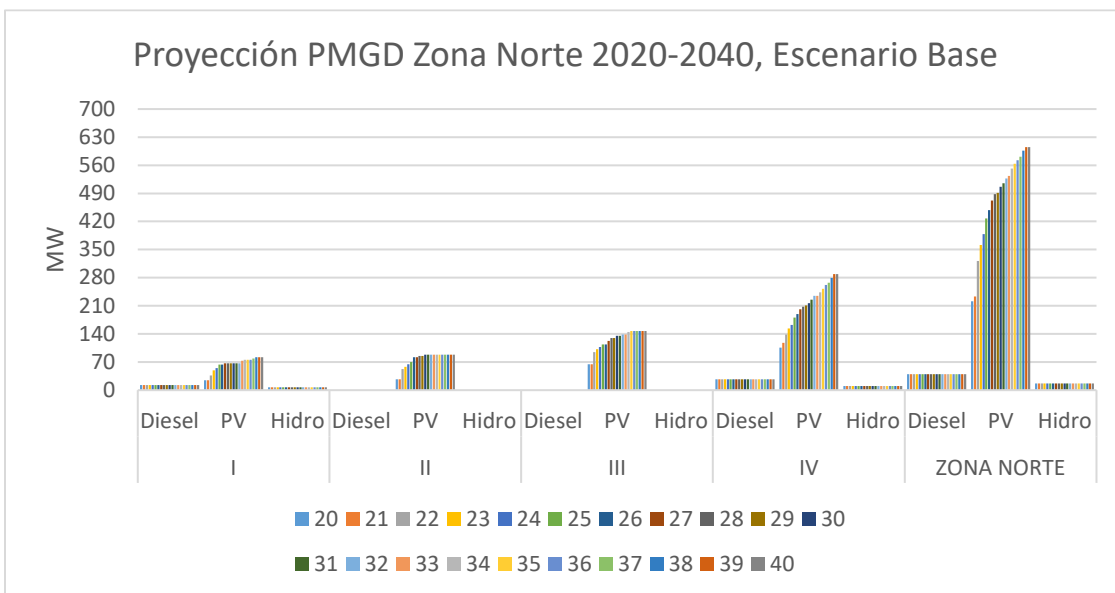
Adicional a lo anterior, resulta relevante destacar que la proyección realizada fue construida con los antecedentes que el Coordinador disponía al momento de realizar la proyección, los cuales ya fueron mencionados previamente, sin embargo, se espera que para los próximos años las empresas interesadas puedan aportar información de valor para este estudio, lo cual enriquecerá los resultados y permitirá mejorar los pronósticos en las zonas de evaluación.

<sup>5</sup> La primera región considera la región de Arica y Parinacota.

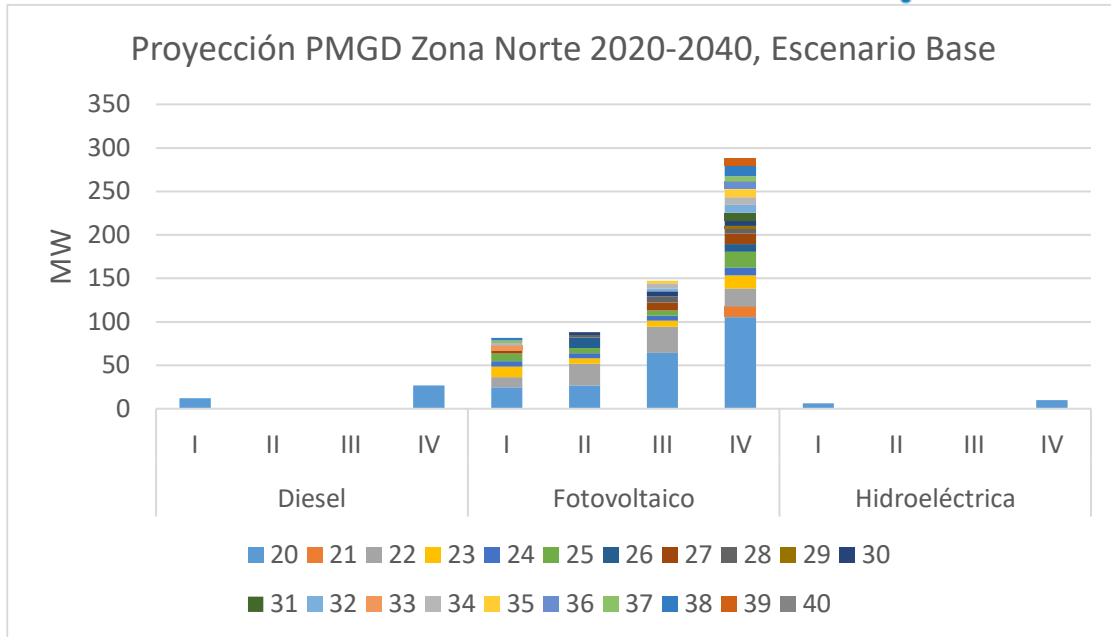


**Figura 8. Proyección PMGD Zona Norte periodo 2020-2040.**

A continuación, se presenta la proyección de PMGD por región y tipo de tecnología, donde la información correspondiente al año 2020 contiene la capacidad instalada acumulada a ese año y los proyectos en desarrollo a esa fecha, mientras que del año 2021 en adelante se considera el aumento anual de capacidad instalada de acuerdo con los criterios antes indicados. De las siguientes figuras es posible identificar que el mayor crecimiento de proyectos PMGD en el horizonte de evaluación estará concentrado en la tercera y cuarta región, tal como se ha dado la evolución de este tipo de proyectos a la fecha.



**Figura 9. Proyección PMGD 2020-2040 (Escenario Base), por región y tipo de tecnología.**







**Figura 10. Proyección PMGD 2020-2040 (Escenario Base), por región y tipo de tecnología.**

En adición a lo anterior, en las siguientes tablas se presenta para cada subestación zonal evaluada durante los años 2020-2040, la “cargabilidad de PMGD por subestación” la cual considera la relación porcentual entre la capacidad instalada de proyectos PMGD (sin demanda) y la capacidad de transformación de las respectivas subestaciones, para cada uno de los escenarios evaluados y regiones comprendidas en la zona norte. Tal como se ha indicado previamente, el listado de subestaciones que se exponen corresponde a aquellas donde actualmente existen proyectos PMGD conectados y donde se proyecta un mayor interés del mercado.

Es importante destacar que la cargabilidad de PMGD por subestación desde el año 2020 en adelante incluye los proyectos que hoy se encuentran conectados en dichas subestaciones y los proyectados en el horizonte de 20 años, considerando todas las tecnologías de generación, con excepción del Diesel, puesto que estos poseen un bajo factor de planta y su operación se encuentra sujeta a una señal de precio de costo marginal elevado.

Para facilitar la comprensión de las tablas, a modo de ejemplo en la región de Tarapacá la Subestación Pozo Almonte posee un transformador de 12 MVA, donde actualmente se conecta el proyecto PMGD Fotovoltaico “PAS1” (9 MW), por lo que la cargabilidad de PMGD al año 2020 para esta subestación es de un 75%, mientras que para el año 2021 se conectará a la misma subestación el proyecto Fotovoltaico Tamarugo (3 MW), lo cual aumentará el porcentaje de carga PMGD de esta subestación a un 100%.

Con el objetivo de facilitar la comprensión de las tablas, se define el siguiente código de colores según el porcentaje de cargabilidad de PMGD por subestación, estos se presentan a continuación.

	: Cargabilidad de PMGD por subestación menor a un 50%.
	: Cargabilidad de PMGD por subestación entre un 50% y 85%.
	: Cargabilidad de PMGD por subestación entre un 85% y 100%.
	: Cargabilidad de PMGD por subestación mayor al 100%.

A partir de los resultados expuestos en las tablas se observa lo siguiente:

- i. En la región de Tarapacá, la S/E Pozo Almonte alcanzará el 100% de cargabilidad de PMGD al año 2021, producto de la conexión del proyecto fotovoltaico Tamarugo (3MW), el cual se encuentra declarado en construcción y con fecha de puesta en servicio octubre de 2020. Actualmente esta subestación posee inversión de flujos desde distribución a transmisión en las horas de máxima inyección fotovoltaica. Adicionalmente, se espera que con la puesta en servicio del nuevo transformador de 30 [MVA] en S/E Pozo Almonte en el año 2022, aumente el interés de los desarrolladores en materializar proyectos en esta subestación.  
Con respecto a la proyección PMGD en esta región, se estima que existirá un mayor interés por la conexión de proyectos fotovoltaicos en las SS/EE Lagunas y Pozo Almonte.
- ii. En la región de Antofagasta se estima un incremento de proyectos PMGD en las S/E Calama, Uribe y Armazones desde el año 2022 en adelante.
- iii. En la región de Atacama, la S/E Hernan Fuente, Incahuasi y Los Loros se encuentran con una alta cargabilidad de PMGD al año 2020, la cual sobrepasa el 90% en todo el horizonte de evaluación. Actualmente en la subestación Hernan Fuente y Los Loros existe inversión de flujos desde distribución a transmisión en horas de máxima inyección fotovoltaica.
- iv. En la región de Coquimbo, la S/E Combarbalá e Illapel se encuentran con una alta cargabilidad de PMGD al año 2020. Actualmente en la subestación Combarbalá existe inversión de flujo en sus tres transformadores en horas de máxima inyección fotovoltaica. Se espera que con la puesta en servicio del nuevo transformador de 30 [MVA] en S/E Illapel en el año 2023, se mantenga el interés de los desarrolladores en materializar proyectos en esta zona.
- v. En general, en la tercera y cuarta región es donde se observa una mayor concentración de proyectos PMGD al 2020 y en el horizonte de evaluación, lo cual es consistente con las cargabilidades detectadas en las subestaciones evaluadas.

Tabla 9. Escenario Base – Proyección Potencia instalada de PMGD por subestación zonal (sin demanda).<sup>6</sup>

		Escenario Base																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>ARICA Y PARINACOTA</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CHAPIQUIÑA	6,9	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
CHINCHORRO	51	0,0	0,0	6,0	6,0	6,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
QUIANI	31,2	0,0	0,0	0,0	6,0	6,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
PUKARA	42	0,0	0,0	0,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
<b>TARAPACÁ</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ALTO HOSPICIO	30	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
CERRO DRAGON	33	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
LAGUNAS	24	9,0	9,0	15,0	15,0	21,0	21,0	21,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	27,0	27,0	27,0	27,0	30,0	30,0	30,0
POZO ALMONTE	12	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	18,0	18,0	18,0	18,0	21,0	21,0	21,0	21,0
TAMARUGAL	10	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
<b>ANTOFAGASTA</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ARMAZONES	10	0,0	0,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
CALAMA	96	27,0	27,0	27,0	33,0	33,0	33,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0
TAP OFF LA NEGRA	33	0,0	0,0	6,0	6,0	6,0	12,0	12,0	12,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
URIBE	24	0,0	0,0	6,0	6,0	12,0	12,0	18,0	18,0	18,0	18,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
<b>ATACAMA</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CALDERA	12	0,0	0,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
CERRILLOS	30	3,0	3,0	9,0	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
COPIAPO	55	0,0	0,0	6,0	6,0	6,0	9,0	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
DIEGO DE ALMAGRO	10	8,0	8,0	8,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
EL SALADO	15	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
HERNAN FUENTES	20	21,0	21,0	21,0	24,0	24,0	24,0	24,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
INCAHUASI	5	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
LOS LOROS	20	18,3	18,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3
VALLENAR	20	0,0	0,0	6,0	6,0	12,0	12,0	12,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
<b>COQUIMBO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
COMBARBALA	10,2	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4
ILLAPEL	13	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	23,0	23,0	23,0	23,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	29,0	29,0	29,0	29,0	32,0	32,0
MARQUESA	25	17,6	20,6	23,6	23,6	23,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	32,6	32,6
MONTE PATRIA	20	13,6	13,6	13,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	22,6	22,6	22,6	28,6	28,6	28,6	31,6	31,6
OVALLE	60	35,4	35,4	38,4	41,4	44,4	47,4	47,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4	56,4	56,4	56,4
PUNITAQUI	40	3,0	3,0	3,0	9,0	9,0	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	12,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	18,0	18,0	18,0	21,0	21,0
QUERO	13	2,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
SALAMANCA	30	5,9	5,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	11,9	11,9	11,9	11,9	14,9	14,9	14,9	14,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9
VICUÑA	24	8,9	8,9	14,9	14,9	14,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	23,9	23,9	23,9	23,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9
PEÑON	48,7	0,0	0,0	6,0	6,0	6,0	12,0	12,0	12,0	18,0	18,0	18,0	18,0	21,0	21,0	21,0	21,0	27,0	27,0	27,0	33,0	33,0
COMPAÑÍAS	30	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	6,0	6,0	12,0	12,0	12,0	12,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	24,0	24,0	24,0	24,0

<sup>6</sup> En las subestaciones Chinchorro, Pozo Almonte, ValLENAR e Illapel se ampliará la capacidad conjunta de TR AT/MT a 67 MVA, 42 MVA, 50 MVA y 28 MVA respectivamente

Tabla 10. Escenario Base – Cargabilidad de PMGD por subestación zonal (sin demanda).

		Escenario Base																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>ARICA Y PARINACOTA</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CHAPIQUIÑA	6,9	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
CHINCHORRO	51	0%	0%	9%	9%	9%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
QUIANI	31,2	0%	0%	0%	19%	19%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%
PUKARA	42	0%	0%	0%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%
<b>TARAPACÁ</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ALTO HOSPICIO	30	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
CERRO DRAGON	33	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
LAGUNAS	24	38%	38%	63%	63%	88%	88%	88%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	113%	113%	113%	113%	125%	125%	125%
POZO ALMONTE	12	100%	100%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	43%	43%	43%	43%	50%	50%	50%	50%
TAMARUGAL	10	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%
<b>ANTOFAGASTA</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ARMAZONES	10	0%	0%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
CALAMA	96	28%	28%	28%	34%	34%	34%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%
TAP OFF LA NEGRA	33	0%	0%	18%	18%	18%	36%	36%	36%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%
URIBE	24	0%	0%	25%	25%	50%	50%	75%	75%	75%	75%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%
<b>ATACAMA</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CALDERA	12	0%	0%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
CERRILLOS	30	10%	10%	30%	30%	30%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
COPIAPO	55	0%	0%	11%	11%	11%	16%	16%	16%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%
DIEGO DE ALMAGRO	10	80%	80%	80%	120%	120%	120%	120%	120%	160%	160%	160%	160%	160%	160%	190%	190%	190%	190%	190%	190%	190%
EL SALADO	15	60%	60%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
HERNAN FUENTES	20	105%	105%	105%	120%	120%	120%	120%	135%	135%	135%	135%	135%	135%	135%	150%	150%	150%	150%	150%	150%	150%
INCAHUASI	5	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	159%	159%	159%	159%	159%	159%	159%	159%	159%	159%	159%	159%	159%	159%
LOS LOROS	20	92%	92%	107%	107%	107%	107%	107%	107%	107%	107%	137%	137%	137%	137%	137%	152%	152%	152%	152%	152%	152%
VALLENAR	20	0%	0%	30%	12%	24%	24%	24%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
<b>COQUIMBO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
COMBARBALA	10,2	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%
ILLAPEL	13	131%	61%	61%	61%	61%	61%	82%	82%	82%	82%	93%	93%	93%	93%	104%	104%	104%	104%	114%	114%	114%
MARQUESA	25	70%	82%	94%	94%	94%	106%	106%	106%	106%	106%	106%	106%	106%	106%	118%	118%	118%	118%	130%	130%	130%
MONTE PATRIA	20	68%	68%	68%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	113%	113%	113%	143%	143%	143%	158%	158%	158%
OVALLE	60	59%	59%	64%	69%	74%	79%	79%	84%	84%	84%	84%	84%	89%	89%	89%	89%	89%	89%	94%	94%	94%
PUNITAQUI	40	8%	8%	8%	23%	23%	23%	23%	30%	30%	30%	30%	38%	38%	38%	38%	38%	45%	45%	45%	53%	53%
QUEREO	13	15%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%
SALAMANCA	30	20%	20%	30%	30%	30%	30%	40%	40%	40%	40%	50%	50%	50%	50%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
VICUÑA	24	37%	37%	62%	62%	62%	87%	87%	87%	87%	87%	99%	99%	99%	99%	112%	112%	112%	112%	112%	112%	112%
PEÑON	48,7	0%	0%	12%	12%	12%	25%	25%	25%	37%	37%	37%	37%	43%	43%	43%	43%	55%	55%	55%	68%	68%
COMPAÑÍAS	30	0%	0%	0%	0%	20%	20%	20%	40%	40%	40%	40%	60%	60%	60%	60%	60%	80%	80%	80%	80%	80%

Tabla 11. Escenario Optimista - Proyección Potencia instalada de PMGD por subestación zonal (sin demanda).<sup>7</sup>

		Escenario Optimista																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>ARICA Y PARINACOTA</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CHAPIQUIÑA	6,9	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
CHINCHORRO	51	0,0	0,0	6,0	6,0	6,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
QUIANI	31,2	0,0	0,0	0,0	6,0	6,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
PUKARA	42	0,0	0,0	0,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
<b>TARAPACÁ</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ALTO HOSPICIO	30	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
CERRO DRAGON	33	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
LAGUNAS	24	9,0	9,0	15,0	15,0	21,0	21,0	21,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	30,0	30,0	30,0	30,0	33,0	33,0	33,0
POZO ALMONTE	12	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	21,0	21,0	21,0	21,0	24,0	24,0	24,0	24,0
TAMARUGAL	10	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
<b>ANTOFAGASTA</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ARMAZONES	10	0,0	0,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
CALAMA	96	27,0	27,0	27,0	36,0	36,0	36,0	45,0	45,0	45,0	48,0	48,0	48,0	48,0	51,0	51,0	51,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0
TAP OFF LA NEGRA	33	0,0	0,0	9,0	9,0	9,0	15,0	15,0	15,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
URIBE	24	0,0	0,0	9,0	9,0	18,0	18,0	24,0	24,0	24,0	24,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
<b>ATACAMA</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CALDERA	12	0,0	0,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
CERRILLOS	30	3,0	3,0	9,0	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
COPIAPO	55	0,0	0,0	6,0	6,0	6,0	9,0	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
DIEGO DE ALMAGRO	10	8,0	8,0	8,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
EL SALADO	15	9,0	9,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
HERNAN FUENTES	20	21,0	21,0	21,0	27,0	27,0	27,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0
INCAHUASI	5	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
LOS LOROS	20	18,3	18,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	33,3	33,3	33,3	33,3
VALLENAR	20	0,0	0,0	9,0	9,0	18,0	18,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
<b>COQUIMBO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
COMBARBALA	10,2	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4
ILLAPEL	13	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	23,0	23,0	23,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	29,0	29,0	29,0	29,0	32,0	32,0	32,0
MARQUESA	25	17,6	23,6	29,6	29,6	29,6	32,6	32,6	32,6	32,6	32,6	32,6	32,6	32,6	32,6	35,6	35,6	35,6	35,6	38,6	38,6	38,6
MONTE PATRIA	20	13,6	13,6	13,6	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	37,6	37,6	40,6
OVALLE	60	35,4	35,4	38,4	44,4	50,4	53,4	53,4	56,4	56,4	56,4	59,4	59,4	62,4	62,4	65,4	65,4	65,4	65,4	68,4	68,4	68,4
PUNITAQUI	40	3,0	3,0	3,0	12,0	12,0	12,0	12,0	15,0	15,0	15,0	15,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	21,0	21,0	21,0	24,0
QUERO	13	2,0	11,0	11,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
SALAMANCA	30	5,9	5,9	11,9	11,9	11,9	11,9	17,9	17,9	17,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9
VICUÑA	24	8,9	8,9	17,8	17,8	17,8	23,8	23,8	23,8	23,8	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8
PEÑON	48,7	0,0	0,0	9,0	9,0	9,0	15,0	15,0	15,0	21,0	21,0	21,0	21,0	27,0	27,0	27,0	27,0	33,0	33,0	33,0	42,0	42,0
COMPAÑÍAS	30	0,0	0,0	0,0	0,0	9,0	9,0	9,0	15,0	15,0	15,0	15,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	33,0	33,0	33,0	33,0

<sup>7</sup> En las subestaciones Chinchorro, Pozo Almonte, Vallenar e Illapel se ampliará la capacidad conjunta de TR AT/MT a 67 MVA, 42 MVA, 50 MVA y 28 MVA respectivamente.



Tabla 12. Escenario Optimista - Cargabilidad de PMGD por subestación zonal (sin demanda).

		Escenario Optimista																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>ARICA Y PARINACOTA</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CHAPIQUIÑA	6,9	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
CHINCHORRO	51	0%	0%	9%	9%	9%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
QUIANI	31,2	0%	0%	0%	19%	19%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%
PUKARA	42	0%	0%	0%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
<b>TARAPACÁ</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ALTO HOSPICIO	30	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
CERRO DRAGON	33	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
LAGUNAS	24	38%	38%	63%	63%	88%	88%	88%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	125%	125%	125%	125%	138%	138%	138%
POZO ALMONTE	12	100%	100%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	50%	50%	50%	50%	57%	57%	57%	57%
TAMARUGAL	10	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%
<b>ANTOFAGASTA</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ARMAZONES	10	0%	0%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
CALAMA	96	28%	28%	28%	38%	38%	38%	47%	47%	47%	50%	50%	50%	50%	53%	53%	53%	56%	56%	56%	56%	56%
TAP OFF LA NEGRA	33	0%	0%	27%	27%	27%	45%	45%	45%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%
URIBE	24	0%	0%	38%	38%	75%	75%	100%	100%	100%	100%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%
<b>ATACAMA</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CALDERA	12	0%	0%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%
CERRILLOS	30	10%	10%	30%	30%	30%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
COPIAPO	55	0%	0%	11%	11%	11%	16%	16%	16%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%
DIEGO DE ALMAGRO	10	80%	80%	80%	120%	120%	120%	120%	120%	160%	160%	160%	160%	160%	160%	220%	220%	220%	220%	220%	220%	220%
EL SALADO	15	60%	60%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	120%	120%	120%	120%	120%	120%	120%	120%	120%
HERNAN FUENTES	20	105%	105%	105%	135%	135%	135%	135%	150%	150%	150%	150%	150%	150%	150%	165%	165%	165%	165%	165%	165%	165%
INCAHUASI	5	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	159%	159%	159%	159%	159%	159%	159%	159%	159%	159%	159%	159%	159%	159%
LOS LOROS	20	92%	92%	107%	107%	107%	107%	107%	107%	107%	107%	137%	137%	137%	137%	137%	167%	167%	167%	167%	167%	167%
VALLENAR	20	0%	0%	45%	18%	36%	36%	36%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%
<b>COQUIMBO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
COMBARBALA	10,2	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%
ILLAPEL	13	131%	61%	61%	61%	61%	61%	82%	82%	82%	93%	93%	93%	93%	93%	104%	104%	104%	104%	114%	114%	114%
MARQUESA	25	70%	94%	118%	118%	118%	130%	130%	130%	130%	130%	130%	130%	130%	130%	142%	142%	142%	142%	154%	154%	154%
MONTE PATRIA	20	68%	68%	68%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	143%	143%	143%	188%	188%	188%	203%	203%	203%
OVALLE	60	59%	59%	64%	74%	84%	89%	89%	94%	94%	94%	99%	99%	104%	104%	109%	109%	109%	109%	114%	114%	114%
PUNITAQUI	40	8%	8%	8%	30%	30%	30%	30%	38%	38%	38%	38%	45%	45%	45%	45%	45%	53%	53%	53%	60%	60%
QUEROO	13	15%	84%	84%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SALAMANCA	30	20%	20%	40%	40%	40%	40%	60%	60%	60%	80%	80%	80%	80%	80%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
VICUÑA	24	37%	37%	74%	74%	74%	99%	99%	99%	99%	112%	112%	112%	112%	112%	124%	124%	124%	124%	124%	124%	124%
PEÑON	48,7	0%	0%	18%	18%	18%	31%	31%	31%	43%	43%	43%	43%	55%	55%	55%	55%	68%	68%	68%	86%	86%
COMPAÑÍAS	30	0%	0%	0%	0%	30%	30%	30%	50%	50%	50%	50%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	110%	110%	110%	110%

Tabla 13. Escenario Pesimista - Proyección Potencia instalada de PMGD por subestación zonal (sin demanda).<sup>8</sup>

		Escenario Pesimista																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>ARICA Y PARINACOTA</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CHAPIQUIÑA	6,9	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
CHINCHORRO	51	0,0	0,0	3,0	3,0	3,0	3,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
QUIANI	31,2	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	3,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
PUKARA	42	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<b>TARAPACÁ</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ALTO HOSPICIO	30	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
CERRO DRAGON	33	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
LAGUNAS	24	9,0	9,0	9,0	12,0	12,0	15,0	15,0	15,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	24,0
POZO ALMONTE	12	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	18,0	18,0
TAMARUGAL	10	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
<b>ANTOFAGASTA</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ARMAZONES	10	0,0	0,0	0,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
CALAMA	96	27,0	27,0	27,0	27,0	30,0	30,0	30,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0
TAP OFF LA NEGRA	33	0,0	0,0	3,0	3,0	3,0	3,0	6,0	6,0	6,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
URIBE	24	0,0	0,0	3,0	3,0	3,0	6,0	6,0	9,0	9,0	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
<b>ATACAMA</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CALDERA	12	0,0	0,0	0,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
CERRILLOS	30	3,0	3,0	6,0	6,0	6,0	6,0	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
COPIAPO	55	0,0	0,0	3,0	3,0	3,0	6,0	6,0	6,0	6,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
DIEGO DE ALMAGRO	10	8,0	8,0	8,0	8,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
EL SALADO	15	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
HERNAN FUENTES	20	21,0	21,0	21,0	21,0	24,0	24,0	24,0	24,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
INCAHUASI	5	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
LOS LOROS	20	18,3	18,3	18,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	25,3	25,3	25,3
VALLENAR	20	0,0	0,0	3,0	3,0	3,0	6,0	6,0	6,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
<b>COQUIMBO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
COMBARBALA	10,2	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4
ILLAPEL	13	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	23,0	23,0	23,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	27,0
MARQUESA	25	17,6	20,6	20,6	23,6	23,6	23,6	23,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	29,6	29,6	29,6	32,6
MONTE PATRIA	20	13,6	13,6	13,6	13,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	19,6	19,6	19,6	22,6	22,6	24,6
OVALLE	60	35,4	35,4	38,4	38,4	41,4	44,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	49,4
PUNITAQUI	40	3,0	3,0	3,0	3,0	6,0	6,0	6,0	6,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	15,0	18,0	18,0
QUERO	13	2,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
SALAMANCA	30	5,9	5,9	5,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	11,9	11,9	11,9	11,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	16,9	16,9	16,9
VICUÑA	24	8,9	8,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	14,9	14,9	14,9	14,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	20,9	20,9	20,9
PEÑON	48,7	0,0	0,0	3,0	3,0	3,0	3,0	6,0	6,0	6,0	8,0	8,0	8,0	8,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	14,0	14,0	17,0
COMPAÑÍAS	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	3,0	3,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	12,0	12,0

<sup>8</sup> En las subestaciones Chinchorro, Pozo Almonte, ValLENAR e Illapel se ampliará la capacidad conjunta de TR AT/MT a 67 MVA, 42 MVA, 50 MVA y 28 MVA respectivamente.

Tabla 14. Escenario Pesimista - Cargabilidad de PMGD por subestación zonal (sin demanda).

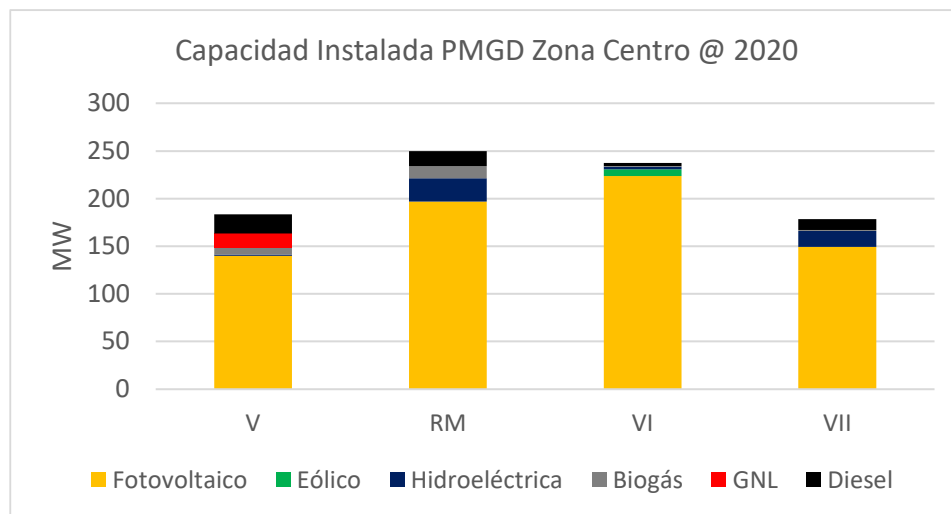
		Escenario Pesimista																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>ARICA Y PARINACOTA</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CHAPIQUIÑA	6,9	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
CHINCHORRO	51	0%	0%	4%	4%	4%	4%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
QUIANI	31,2	0%	0%	0%	0%	10%	10%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%
PUKARA	42	0%	0%	0%	0%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
<b>TARAPACÁ</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ALTO HOSPICIO	30	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
CERRO DRAGON	33	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
LAGUNAS	24	38%	38%	38%	50%	50%	63%	63%	63%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	88%	88%	88%	88%	88%	100%
POZO ALMONTE	12	100%	100%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	36%	36%	36%	36%	36%	43%	43%
TAMARUGAL	10	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%
<b>ANTOFAGASTA</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ARMAZONES	10	0%	0%	0%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
CALAMA	96	28%	28%	28%	28%	31%	31%	31%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%
TAP OFF LA NEGRA	33	0%	0%	9%	9%	9%	9%	18%	18%	18%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%
URIBE	24	0%	0%	13%	13%	13%	25%	25%	38%	38%	38%	38%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
<b>ATACAMA</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CALDERA	12	0%	0%	0%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
CERRILLOS	30	10%	10%	20%	20%	20%	20%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
COPIAPO	55	0%	0%	5%	5%	5%	11%	11%	11%	11%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%
DIEGO DE ALMAGRO	10	80%	80%	80%	80%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	120%	120%	120%	120%	120%	150%	150%	150%	150%	150%	150%
EL SALADO	15	60%	60%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
HERNAN FUENTES	20	105%	105%	105%	105%	120%	120%	120%	120%	135%	135%	135%	135%	135%	135%	150%	150%	150%	150%	150%	150%	150%
INCAHUASI	5	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	159%	159%	159%	159%	159%	159%	159%	159%	159%	159%	159%	159%
LOS LOROS	20	92%	92%	92%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	117%	117%	117%	117%	117%	127%	127%	127%	127%
VALLENAR	20	0%	0%	15%	6%	6%	12%	12%	12%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%
<b>COQUIMBO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
COMBARBALA	10,2	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%	122%
ILLAPEL	13	131%	61%	61%	61%	61%	61%	61%	71%	71%	71%	71%	71%	82%	82%	89%	89%	89%	89%	89%	89%	96%
MARQUESA	25	70%	82%	82%	94%	94%	94%	94%	106%	106%	106%	106%	106%	106%	106%	106%	118%	118%	118%	118%	118%	130%
MONTE PATRIA	20	68%	68%	68%	68%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	98%	98%	98%	113%	113%	113%	123%
OVALLE	60	59%	59%	64%	64%	69%	74%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	82%
PUNITAQUI	40	8%	8%	8%	8%	15%	15%	15%	15%	23%	23%	23%	23%	23%	30%	30%	30%	30%	30%	38%	45%	45%
QUEROO	13	15%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%
SALAMANCA	30	20%	20%	20%	30%	30%	30%	30%	30%	40%	40%	40%	40%	50%	50%	50%	50%	50%	56%	56%	56%	56%
VICUÑA	24	37%	37%	49%	49%	49%	49%	49%	62%	62%	62%	62%	74%	74%	74%	74%	87%	87%	87%	87%	87%	87%
PEÑON	48,7	0%	0%	6%	6%	6%	6%	12%	12%	12%	16%	16%	16%	16%	23%	23%	23%	23%	29%	29%	35%	35%
COMPAÑÍAS	30	0%	0%	0%	0%	0%	10%	10%	10%	20%	20%	20%	20%	20%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	40%	40%

### 3.4.2 ANÁLISIS ZONA CENTRO

Abarca desde la quinta a séptima región y considera los PMGD existentes y proyectados conectados a las subestaciones de transmisión zonal existentes en esta zona.

La mayor capacidad instalada de PMGD en el SEN se encuentra en esta zona y además es donde se proyecta el mayor crecimiento para los próximos 20 años.

En la siguiente figura se presenta la capacidad instalada de PMGD a fines de 2020, donde se aprecia una alta participación fotovoltaica en todas las regiones y en menor proporción las tecnologías hidroeléctricas, eólica y térmica. La capacidad instalada de PMGD en la zona centro a fines del año 2020 se estima en 849,3 MW.



**Figura 11. Capacidad Instalada PMGD Zona Centro al 2020.**

En relación con la proyección de PMGD al año 2040, en la siguiente figura se presentan los resultados para la evaluación de los escenarios Base, Optimista y Pesimista. Es importante considerar que la tecnología predominante en la proyección fue la fotovoltaica, lo cual es consistente con las Solicitudes de Conexión a la Red (SCR) que se encuentran en curso y con Informe de Criterios de Conexión (ICC) emitido por la empresa Distribuidora, dentro de los que se encuentran proyectos con RCA aprobada y en tramitación.

Al igual que lo señalado en la evaluación de la Zona Norte, resulta relevante destacar que la proyección realizada fue construida con los antecedentes que el Coordinador disponía al momento de realizar la proyección, los cuales ya fueron mencionados previamente, sin embargo, se espera que para los próximos años las empresas interesadas puedan aportar información de valor para este estudio, lo cual enriquecerá los resultados y permitirá mejorar los pronósticos en las zonas de evaluación.

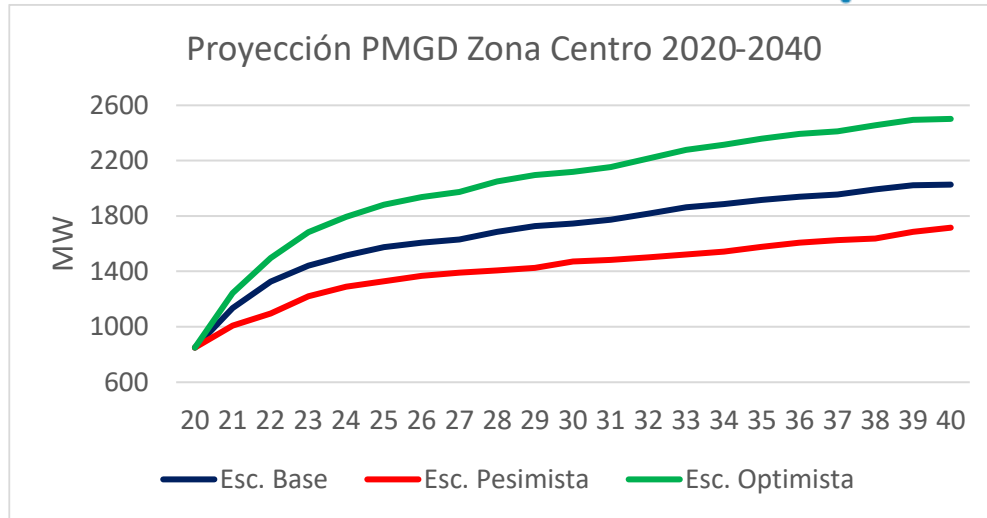


Figura 12. Proyección PMGD Zona Centro periodo 2020-2040.

A continuación, se presenta la proyección de PMGD por región y tipo de tecnología, donde la información correspondiente al año 2020 contiene la capacidad instalada acumulada a ese año y los proyectos en desarrollo a esa fecha, mientras que del año 2021 en adelante se considera el aumento anual de capacidad instalada de acuerdo con los criterios antes indicados. De las siguientes figuras es posible identificar que el mayor crecimiento de capacidad instalada durante el 2020 se produjo en la séptima región, manteniendo el mismo pronóstico para el año 2021. En general, la proyección de PMGD al año 2040 arroja magnitudes de capacidad instalada equivalentes en las regiones evaluadas.

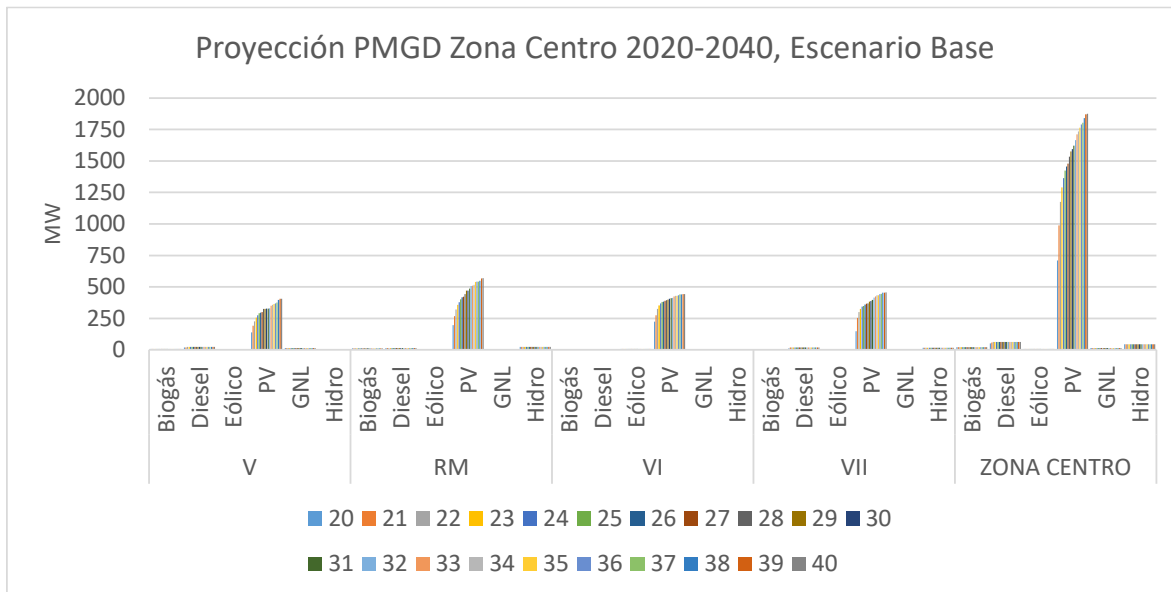
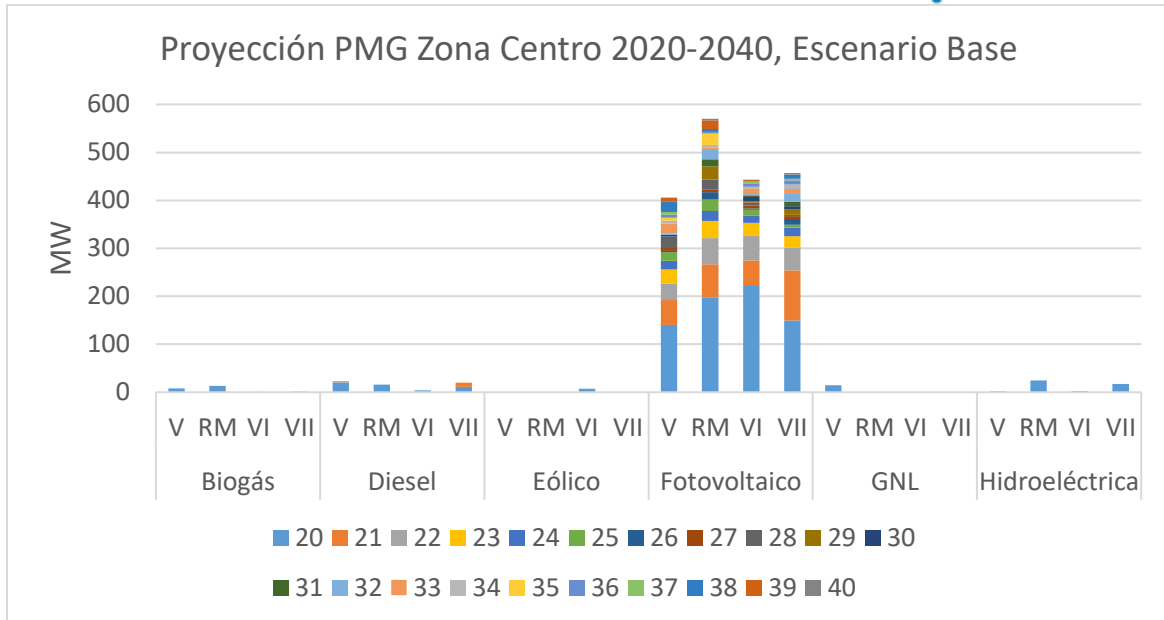


Figura 13. Proyección PMGD 2020-2040 (Escenario Base), por región y tipo de tecnología.







**Figura 14. Proyección PMGD 2020-2040 (Escenario Base), por región y tipo de tecnología.**

En adición a lo anterior, en las siguientes tablas se presenta para cada subestación zonal evaluada durante los años 2020-2040, la “cargabilidad de PMGD por subestación” la cual considera la relación porcentual entre la capacidad instalada de proyectos PMGD (sin demanda) y la capacidad de transformación de las respectivas subestaciones, para cada uno de los escenarios evaluados y regiones comprendidas en la zona centro. Tal como se ha indicado previamente, el listado de subestaciones que se exponen corresponde a aquellas donde actualmente existen proyectos PMGD conectados y donde se proyecta un mayor interés del mercado.

Es importante destacar que la cargabilidad de PMGD por subestación desde el año 2020 en adelante incluye los proyectos que hoy se encuentran conectados en dichas subestaciones y los proyectados en el horizonte de 20 años, considerando todas las tecnologías de generación, con excepción del Diesel, puesto que estos poseen un bajo factor de planta y su operación se encuentra sujeta a una señal de precio de costo marginal elevado.

Para facilitar la comprensión de las tablas, a modo de ejemplo en la región de Valparaíso la Subestación Catemu posee un transformador de 32 MVA, donde actualmente se conectan proyectos fotovoltaicos con una capacidad instalada conjunta de 12,1 MW, por lo que el porcentaje de carga de PMGD al año 2020 es de 38%, mientras que para el año 2021 se proyectan 6 MW fotovoltaicos en la misma subestación, con lo cual aumentará el porcentaje de carga PMGD de esta subestación a un 57%.

Con el objetivo de facilitar la comprensión de las tablas, se define el siguiente código de colores según el porcentaje de cargabilidad de PMGD por subestación, estos se presentan a continuación.

-  : Cargabilidad de transformadores menor al 50%.
-  : Cargabilidad de transformadores entre 50% y 85%.
-  : Cargabilidad de transformadores entre 85% y 100%.
-  : Cargabilidad de transformadores mayor al 100%.

A partir de los resultados expuestos en las tablas se observa lo siguiente:

- i. En la región de Valparaíso:
  - a. La S/E Cabildo al año 2020 se encuentra con una cargabilidad de PMGD superior al 70%, mientras que para el año 2022 se espera alcance valores cercanos al límite de su capacidad. Actualmente esta subestación posee inversión de flujos desde distribución a transmisión en las horas de máxima inyección fotovoltaica.
  - b. La S/E Casablanca, Panquehue, Quinquimo y San Jerónimo al año 2021 presentan una cargabilidad de PMGD entre un 50% y 70%. En el corto plazo se espera se incremente la cargabilidad en estas subestaciones.
- ii. En la región Metropolitana:
  - a. La S/E El Paico y Rungue son las poseen una mayor cargabilidad de PMGD al año 2021, alcanzando valores de un 103% y 86% respectivamente.
  - b. La S/E Bollenar, El Peumo, La Arañas y Mandinga se proyecta un incremento significativo de cargabilidad de PMGD en el horizonte de evaluación.
- iii. En la región de O'Higgins:
  - a. Al año 2020 la S/E El Manzano, La Esperanza y Ranguili se encuentran con cargabilidad PMGD de un 144%, 125% y 105% respectivamente. Actualmente en la S/E El Manzano y La Esperanza existe inversión de flujos desde distribución a transmisión en las horas de máxima inyección fotovoltaica.
  - b. Al año 2020 en la S/E Marchigue, Nancagua, Portezuelo y Quelentaro la cargabilidad de PMGD se encuentra cercana a la capacidad nominal de transformación, por lo que se espera que al año 2021 a 2022 la cargabilidad de PMGD alcance valores cercanos o superiores al 100%, pudiendo existir inversiones de flujos desde distribución a transmisión en las horas de máxima inyección fotovoltaica.
- iv. En la región del Maule:
  - a. Al año 2020 la S/E La Palma, Panimávida y Villa Alegre la cargabilidad de PMGD se encuentra en un 146%, 115% y 90% respectivamente, por lo que es posible exista inversión de flujo desde distribución a transmisión en las horas de máxima inyección fotovoltaica. De las subestaciones antes indicadas, la S/E Panimávida es la única que mantiene operativa una central hidroeléctrica (4 MW), el resto sólo tiene conectado centrales fotovoltaicas.
  - b. Es posible identificar un número importante de subestaciones que se encuentran con cargabilidad de PMGD por sobre el 50%, por lo que dado el rápido de crecimiento de la capacidad instalada durante el año 2020, se espera que al año 2025 la cargabilidad de PMGD de estas subestaciones alcancen valores cercanos o superiores a la capacidad nominal de transformación.

**Tabla 15. Escenario Base - Proyección Potencia instalada de PMGD por subestación zonal (sin demanda).**

		Escenario Base																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>VALPARAÍSO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CABILDO	30	20,7	23,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	30,7	30,7	30,7	30,7	33,7	33,7	33,7	33,7	36,7	36,7	36,7	39,7	39,7
CASABLANCA	43,3	18,4	24,6	24,6	27,6	27,6	30,6	30,6	30,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	36,6	36,6	36,6	36,6	39,6	39,6
CATEMU	32	12,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	21,1	21,1	21,1	21,1	21,1	24,1	24,1	24,1	24,1	27,1	27,1	27,1	27,1
CONCON	50	0,0	3,0	9,0	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	15,0	15,0	15,0	15,0	18,0	18,0	18,0	18,0
EL MELON	16	0,0	3,0	3,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
LA CALERA	77,5	3,0	3,0	9,0	9,0	15,0	15,0	15,0	15,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
LAS VEGAS (CHILQUINTA)	55	3,0	14,8	14,8	20,8	20,8	26,8	26,8	26,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	44,8	44,8	44,8
LOS PLACERES	55	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
MAYACA	30	0,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
MIRAFLORES	73,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
PANQUEHUE	16	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	18,0	18,0	18,0	21,0	21,0	21,0	21,0
PEÑABLANCA	30	3,0	3,0	3,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	9,0	9,0	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	12,0	15,0	15,0	15,0	18,0	18,0
PLACILLA (CHILQUINTA)	30	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
QUILPUE	75	3,0	3,0	3,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
QUINQUIMO	20	11,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
SAN ANTONIO	125	0,0	0,0	0,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
SAN FELIPE	85	35,2	38,2	41,2	44,2	44,2	47,2	47,2	47,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	53,2	53,2	53,2	56,2	56,2	56,2	59,2	59,2
SAN JERONIMO	5,25	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
SAN PEDRO (AES GENER)	55	8,2	8,2	14,2	14,2	20,2	20,2	20,2	20,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	26,2	26,2	26,2	26,2	26,2	29,2	29,2	29,2
SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	77,5	19,2	29,2	35,2	35,2	41,2	41,2	41,2	47,2	47,2	47,2	47,2	47,2	47,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	59,2	59,2	59,2
VALPARAISO	85	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<b>METROPOLITANA DE SANTIAGO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ALHUE	20	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
ALONSO DE CORDOVA	200	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
BATUCO	137,5	3,0	21,0	27,0	33,0	39,0	39,0	45,0	45,0	45,0	51,0	51,0	51,0	54,0	54,0	54,0	57,0	57,0	57,0	57,0	60,0	60,0
BOLLENAR	30	12,5	12,5	18,5	18,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	30,5	30,5	30,5	33,5	33,5	33,5	36,5	36,5	36,5
CHOCALAN	10	0,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
CURACAVI	20	2,6	9,6	9,6	12,6	12,6	12,6	15,6	15,6	15,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	21,6	21,6	21,6	24,6	24,6	24,6	24,6
EL MAITEN	10	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
EL MANZANO (ENEL DISTRIBUCIÓN)	60	24,0	24,0	30,0	30,0	36,0	36,0	42,0	42,0	42,0	48,0	48,0	48,0	51,0	51,0	51,0	51,0	54,0	54,0	54,0	54,0	57,0
EL MONTE	10	3,0	3,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
EL PAICO	20	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5
EL PEUMO	30	12,0	21,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
FATIMA	60	1,3	1,3	1,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
ISLA DE MAIPO	66,2	18,3	24,3	24,3	30,3	30,3	36,3	36,3	36,3	42,3	42,3	42,3	48,3	48,3	48,3	48,3	51,3	51,3	51,3	51,3	54,3	54,3
LA MANGA	20	8,8	11,8	11,8	14,8	14,8	17,8	17,8	17,8	20,8	20,8	20,8	20,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8



**Tabla 16. Escenario Base - Proyección Potencia instalada de PMGD por subestación zonal (sin demanda).**

		Escenario Base																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>METROPOLITANA DE SANTIAGO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
LA PINTANA	75	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
LA REINA	150	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
LAS ARANAS	22	14,7	14,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7
LO BOZA	150	12,8	18,8	18,8	24,8	24,8	30,8	30,8	30,8	36,8	36,8	36,8	42,8	42,8	42,8	42,8	48,8	48,8	48,8	48,8	51,8	51,8
LOS DOMINICOS	125	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
MAIPU	69,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
MALLOCO	109,9	12,0	21,0	27,0	33,0	33,0	39,0	39,0	45,0	45,0	51,0	51,0	51,0	57,0	57,0	57,0	63,0	63,0	63,0	63,0	69,0	69,0
MANDINGA	8	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
PAJARITOS	150	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
PIRQUE	10,25	2,8	2,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
PUENTE ALTO (EEPA)	50	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
PUNTA PEUCO	20	6,0	6,0	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
RUNGUE	3,5	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
SAN BERNARDO	144,8	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
SANTA MARTA	137,5	18,8	21,8	24,8	27,8	27,8	30,8	30,8	30,8	33,8	33,8	33,8	36,8	36,8	36,8	36,8	39,8	39,8	39,8	39,8	42,8	42,8
SANTA ROSA (TRANSNET)	125	14,8	14,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8
<b>OHIGGINS</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ALCONES	10	0,0	0,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
CHIMBARONGO	18,8	12,0	12,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
CHUMAQUITO	18,7	5,7	5,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7
COLCHAGUA	29,2	0,2	3,2	6,2	6,2	9,2	9,2	12,2	12,2	12,2	15,2	15,2	15,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2
EL MANZANO (CGE)	10,67	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4
GRANEROS	30	18,0	24,0	24,0	27,0	27,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	33,0	33,0	33,0	33,0	36,0	36,0	36,0	36,0
LA ESPERANZA	12	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
LAS CABRAS	19	5,4	8,4	8,4	11,4	11,4	14,4	14,4	14,4	17,4	17,4	17,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
LIHUEIMO	12,5	6,0	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
LO MIRANDA	48,7	13,5	19,5	19,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5
LORETO	10,5	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
MACHALI	30	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
MALLOA	10,7	3,0	3,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
MARCHIGÜE	20	17,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	23,9	23,9	23,9	26,9	26,9	26,9	26,9	29,9	29,9	29,9	29,9
NANCAGUA	10	7,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
PANIAHUE	20	6,9	12,9	12,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9
PELEQUEN	4	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
PORTEZUELO	10,35	9,0	9,0	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
QUELENTARO	13	10,0	10,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0

**Tabla 17. Escenario Base - Proyección Potencia instalada de PMGD por subestación zonal (sin demanda).**

		Escenario Base																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>OHIGGINS</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
QUINTA	10,4	4,3	4,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
QUINTA DE TILCOCO	18,7	8,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
RANGUILI	10,2	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8
RENGO	30	14,0	17,0	17,0	20,0	20,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	26,0	26,0	26,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0
ROSARIO	30	9,0	9,0	15,0	15,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL	45	12,0	12,0	18,0	18,0	24,0	24,0	24,0	30,0	30,0	30,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA	43,7	11,6	20,6	26,6	32,6	32,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	38,6	38,6	38,6	41,6	41,6	41,6	44,6	44,6
TUNICHE	18,7	11,0	11,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
<b>MAULE</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CAUQUENES	12	0,0	0,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
CHACAHUIN	30	18,0	24,0	24,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	30,0	30,0	30,0	33,0	33,0	33,0	33,0	36,0	36,0	36,0
COLBUN	240	0,0	0,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
CURICO	137,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
HUALANE	5	0,0	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
LA PALMA	16,3	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	29,8	29,8	29,8	35,8	35,8	35,8	35,8	38,8	38,8	38,8
LA VEGA	10	6,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
LINARES NORTE	35	12,0	18,0	24,0	24,0	30,0	30,0	30,0	36,0	36,0	36,0	42,0	42,0	42,0	48,0	48,0	48,0	48,0	51,0	51,0	51,0	51,0
LONGAVI	12,5	5,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
MOLINA	50	17,5	32,5	32,5	38,5	38,5	44,5	44,5	44,5	47,5	47,5	47,5	47,5	47,5	50,5	50,5	50,5	50,5	50,5	53,5	53,5	53,5
NIRIVILO	10	3,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
PANGUILEMO	9	6,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
PANIMAVIDA	10	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
PARRAL	30	2,9	17,9	17,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	29,9	29,9	29,9	29,9	32,9	32,9	32,9	32,9
PARRONAL	5	3,0	3,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
PASO HONDO	12,5	3,0	3,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
RAUQUEN	55	9,0	18,0	24,0	24,0	30,0	30,0	36,0	36,0	36,0	42,0	42,0	42,0	48,0	48,0	48,0	48,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0
RETIRO	5,3	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
SAN CLEMENTE	10	0,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1
SAN JAVIER	5	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
SAN MIGUEL	16,6	9,0	9,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
SAN RAFAEL	16	6,0	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
TENO	66,6	7,6	16,6	22,6	22,6	28,6	28,6	34,6	34,6	34,6	40,6	40,6	40,6	46,6	46,6	46,6	46,6	49,6	49,6	49,6	49,6	52,6
VILLA ALEGRE	10	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
VILLA PRAT	10,8	5,9	5,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
YERBAS BUENAS	25	0,0	18,0	18,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0

Tabla 18. Escenario Base - Cargabilidad de PMGD por subestación zonal (sin demanda).

		Escenario Base																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>VALPARAÍSO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CABILDO	30	69%	79%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	102%	102%	102%	102%	112%	112%	112%	112%	122%	122%	122%	132%	132%
CASABLANCA	43,3	42%	57%	45%	50%	50%	56%	56%	56%	61%	61%	61%	61%	61%	61%	61%	67%	67%	67%	67%	72%	72%
CATEMU	32	38%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	66%	66%	66%	66%	66%	75%	75%	75%	75%	85%	85%	85%	85%
CONCON	50	0%	6%	18%	18%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	30%	30%	30%	30%	36%	36%	36%	36%
EL MELON	16	0%	19%	19%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%
LA CALERA	77,5	4%	3%	8%	8%	14%	14%	14%	14%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
LAS VEGAS (CHILQUINTA)	55	5%	27%	27%	38%	38%	49%	49%	49%	60%	60%	60%	60%	60%	71%	71%	71%	71%	71%	81%	81%	81%
LOS PLACERES	55	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
MAYACA	30	0%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
MIRAFLORES	73,4	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
PANQUEHUE	16	56%	56%	75%	75%	75%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	113%	113%	113%	131%	131%	131%	131%
PEÑABLANCA	30	10%	10%	10%	20%	20%	20%	30%	30%	30%	30%	40%	40%	40%	40%	40%	50%	50%	50%	60%	60%	60%
PLACILLA (CHILQUINTA)	30	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
QUILPUE	75	4%	4%	4%	8%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
QUINQUIMO	20	57%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%
SAN ANTONIO	125	0%	0%	0%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
SAN FELIPE	85	41%	45%	36%	38%	38%	41%	41%	41%	44%	44%	44%	44%	44%	46%	46%	46%	49%	49%	49%	51%	51%
SAN JERONIMO	5,25	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%
SAN PEDRO (AES GENER)	55	15%	15%	26%	26%	37%	37%	37%	37%	42%	42%	42%	42%	42%	48%	48%	48%	48%	48%	53%	53%	53%
SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	77,5	25%	38%	45%	45%	53%	53%	53%	61%	61%	61%	61%	61%	61%	69%	69%	69%	69%	69%	76%	76%	76%
VALPARAISO	85	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
<b>METROPOLITANA DE SANTIAGO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ALHUE	20	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
ALONSO DE CORDOVA	200	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
BATUCO	137,5	2%	15%	20%	18%	21%	21%	24%	24%	24%	27%	27%	27%	29%	29%	29%	30%	30%	30%	30%	32%	32%
BOLLENAR	30	42%	42%	62%	62%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	102%	102%	102%	112%	112%	112%	122%	122%	122%
CHOCALAN	10	0%	90%	90%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%
CURACAVI	20	13%	48%	48%	28%	28%	28%	35%	35%	35%	41%	41%	41%	41%	41%	48%	48%	48%	48%	55%	55%	55%
EL MAITEN	10	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%
EL MANZANO (ENEL DISTRIBUCIÓ	60	40%	40%	50%	50%	60%	60%	70%	70%	70%	80%	80%	80%	85%	85%	85%	85%	90%	90%	90%	90%	95%
EL MONTE	10	30%	30%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%
EL PAICO	20	103%	103%	103%	103%	103%	103%	103%	103%	118%	118%	118%	118%	118%	133%	133%	133%	133%	133%	133%	133%	133%
EL PEUMO	30	40%	70%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	110%	110%	110%	110%	110%	120%	120%	120%	120%	120%	120%	120%
FATIMA	60	2%	2%	2%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
ISLA DE MAIPO	66,2	28%	37%	37%	46%	46%	55%	55%	55%	64%	64%	64%	73%	73%	73%	77%	77%	77%	77%	82%	82%	82%
LA MANGA	20	44%	59%	59%	74%	74%	89%	89%	89%	104%	104%	104%	104%	119%	119%	119%	119%	119%	119%	119%	119%	119%

Tabla 19. Escenario Base - Cargabilidad de PMGD por subestación zonal (sin demanda).

		Escenario Base																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>METROPOLITANA DE SANTIAGO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
LA PINTANA	75	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%
LA REINA	150	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
LAS ARANAS	22	67%	67%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%
LO BOZA	150	9%	9%	9%	12%	12%	15%	15%	15%	18%	18%	18%	21%	21%	21%	21%	24%	24%	24%	24%	26%	26%
LOS DOMINICOS	125	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
MAIPU	69,8	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
MALLOCO	109,9	11%	19%	25%	30%	30%	35%	35%	41%	41%	46%	46%	46%	52%	52%	52%	57%	57%	57%	57%	63%	63%
MANDINGA	8	75%	75%	75%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
PAJARITOS	150	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
PIRQUE	10,25	27%	27%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%
PUNTE ALTO (EEPA)	50	11%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
PUNTA PEUCO	20	30%	30%	45%	45%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
RUNGUE	3,5	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%
SAN BERNARDO	144,8	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
SANTA MARTA	137,5	14%	16%	18%	20%	20%	22%	22%	22%	25%	25%	25%	27%	27%	27%	27%	29%	29%	29%	29%	31%	31%
SANTA ROSA (TRANSNET)	125	12%	12%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%
<b>OHIGGINS</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ALCONES	10	0%	0%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%
CHIMBARONGO	18,8	64%	64%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
CHUMAQUITO	18,7	31%	31%	63%	63%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%
COLCHAGUA	29,2	1%	11%	21%	21%	31%	31%	42%	42%	42%	52%	52%	52%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%
EL MANZANO (CGE)	10,67	144%	144%	144%	144%	144%	144%	144%	144%	172%	172%	172%	172%	201%	201%	201%	201%	201%	201%	201%	201%	201%
GRANEROS	30	60%	80%	40%	45%	45%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	55%	55%	55%	55%	60%	60%	60%	60%	60%
LA ESPERANZA	12	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%
LAS CABRAS	19	28%	44%	44%	60%	60%	76%	76%	76%	92%	92%	92%	107%	107%	107%	107%	107%	107%	107%	107%	107%	107%
LIHUEIMO	12,5	48%	72%	72%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%
LO MIRANDA	48,7	28%	40%	40%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
LORETO	10,5	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%
MACHALI	30	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
MALLOA	10,7	28%	28%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%
MARCHIGÜE	20	90%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	120%	120%	120%	135%	135%	135%	135%	150%	150%	150%	150%
NANCAGUA	10	70%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
PANIAHUE	20	35%	65%	65%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
PELEQUEN	4	75%	75%	75%	75%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
PORTEZUELO	10,35	86%	86%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%
QUELENTARO	13	77%	77%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tabla 20. Escenario Base - Cargabilidad de PMGD por subestación zonal (sin demanda).

		Escenario Base																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>OHIGGINS</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
QUINTA	10,4	42%	42%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
QUINTA DE TILCOCO	18,7	43%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%
RANGUILI	10,2	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%
RENGO	30	47%	57%	57%	67%	67%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	87%	87%	87%	97%	97%	97%	97%	97%
ROSARIO	30	30%	30%	50%	50%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL	45	27%	27%	40%	40%	53%	53%	53%	67%	67%	67%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA	43,7	26%	47%	48%	59%	59%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	70%	70%	76%	76%	76%	81%	81%
TUNICHE	18,7	59%	59%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
<b>MAULE</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CAUQUENES	12	0%	0%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%
CHACAHUIN	30	60%	80%	80%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	100%	100%	100%	100%	110%	110%	110%	110%	120%	120%	120%
COLBUN	240	0%	0%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
CURICO	137,5	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
HUALANE	5	0%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%
LA PALMA	16,3	146%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	75%	75%	75%	90%	90%	90%	90%	97%	97%	97%
LA VEGA	10	60%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
LINARES NORTE	35	34%	36%	48%	48%	60%	60%	60%	72%	72%	72%	84%	84%	84%	96%	96%	96%	96%	102%	102%	102%	102%
LONGAVI	12,5	44%	68%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%
MOLINA	50	35%	65%	65%	43%	43%	49%	49%	49%	53%	53%	53%	53%	53%	56%	56%	56%	56%	56%	59%	59%	59%
NIRIVILO	10	30%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
PANGUILEMO	9	67%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
PANIMAVIDA	10	115%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%
PARRAL	30	10%	60%	60%	80%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	50%	50%	50%	50%	55%	55%	55%	55%	55%
PARRONAL	5	59%	59%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
PASO HONDO	12,5	24%	24%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%
RAUQUEN	55	16%	33%	44%	44%	55%	55%	65%	65%	65%	76%	76%	76%	87%	87%	87%	87%	93%	93%	93%	93%	93%
RETIRO	5,3	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%
SAN CLEMENTE	10	1%	91%	91%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
SAN JAVIER	5	100%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%
SAN MIGUEL	16,6	54%	54%	90%	90%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%
SAN RAFAEL	16	38%	56%	56%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%
TENO	66,6	11%	25%	34%	34%	43%	43%	52%	52%	52%	61%	61%	61%	70%	70%	70%	74%	74%	74%	74%	74%	79%
VILLA ALEGRE	10	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
VILLA PRAT	10,8	55%	55%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%
YERBAS BUENAS	25	0%	72%	72%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%

**Tabla 21. Escenario Optimista - Proyección Potencia instalada de PMGD por subestación zonal (sin demanda).**

		Escenario Optimista																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>VALPARAÍSO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CABILDO	30	20,7	23,7	29,7	29,7	29,7	29,7	29,7	29,7	35,7	35,7	35,7	35,7	41,7	41,7	41,7	41,7	44,7	44,7	44,7	47,7	47,7
CASABLANCA	43,3	18,4	24,6	24,6	30,6	30,6	36,6	36,6	36,6	39,6	39,6	39,6	39,6	39,6	39,6	39,6	42,6	42,6	42,6	42,6	45,6	45,6
CATEMU	32	12,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	21,1	21,1	21,1	21,1	21,1	24,1	24,1	24,1	24,1	27,1	27,1	27,1	27,1
CONCON	50	0,0	3,0	12,0	12,0	12,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	18,0	18,0	18,0	18,0	21,0	21,0	21,0
EL MELON	16	0,0	3,0	3,0	12,0	12,0	12,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
LA CALERA	77,5	3,0	3,0	9,0	9,0	15,0	15,0	15,0	15,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
LAS VEGAS (CHILQUINTA)	55	3,0	14,8	14,8	23,8	23,8	32,8	32,8	32,8	41,8	41,8	41,8	41,8	41,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	59,8	59,8	59,8
LOS PLACERES	55	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
MAYACA	30	0,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
MIRAFLORES	73,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
PANQUEHUE	16	9,0	9,0	15,0	15,0	15,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	24,0	24,0	24,0	30,0	30,0	30,0	30,0
PEÑABLANCA	30	3,0	3,0	3,0	9,0	9,0	9,0	15,0	15,0	15,0	15,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	27,0	27,0	27,0	30,0	30,0	30,0
PLACILLA (CHILQUINTA)	30	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
QUILPUE	75	3,0	3,0	3,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
QUINQUIMO	20	11,4	17,4	17,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
SAN ANTONIO	125	0,0	0,0	0,0	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
SAN FELIPE	85	35,2	41,2	47,2	53,2	53,2	59,2	59,2	59,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	71,2	71,2	71,2	71,2	77,2	77,2	83,2	83,2
SAN JERONIMO	5,25	3,0	3,0	3,0	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
SAN PEDRO (AES GENER)	55	8,2	8,2	17,2	17,2	26,2	26,2	26,2	26,2	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2	44,2	44,2	44,2
SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	77,5	19,2	33,8	42,8	42,8	51,8	51,8	51,8	60,8	60,8	60,8	60,8	60,8	60,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	78,8	78,8	78,8
VALPARAISO	85	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<b>METROPOLITANA DE SANTIAGO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ALHUE	20	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
ALONSO DE CORDOVA	200	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
BATUCO	137,5	3,0	21,0	30,0	39,0	48,0	48,0	57,0	57,0	57,0	63,0	63,0	63,0	69,0	69,0	69,0	75,0	75,0	75,0	75,0	78,0	78,0
BOLLENAR	30	12,5	12,5	21,5	21,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	39,5	39,5	39,5	39,5	45,5	45,5	45,5	48,5	48,5	48,5
CHOCALAN	10	0,0	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
CURACAVI	20	2,6	9,6	9,6	15,6	15,6	15,6	21,6	21,6	21,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	30,6	30,6	30,6	30,6	33,6	33,6	33,6
EL MAITEN	10	5,7	5,7	5,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
EL MANZANO (ENEL DISTRIBUCIÓN)	60	24,0	24,0	33,0	33,0	42,0	42,0	51,0	51,0	51,0	57,0	57,0	57,0	63,0	63,0	63,0	63,0	69,0	69,0	69,0	69,0	72,0
EL MONTE	10	3,0	3,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
EL PAICO	20	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5
EL PEUMO	30	12,0	21,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0
FATIMA	60	1,3	1,3	1,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
ISLA DE MAIPO	66,2	18,3	27,3	27,3	36,3	36,3	45,3	45,3	45,3	51,3	51,3	51,3	51,3	51,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	63,3	63,3	63,3
LA MANGA	20	8,8	14,8	14,8	20,8	20,8	26,8	26,8	26,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8

**Tabla 22. Escenario Optimista - Proyección Potencia instalada de PMGD por subestación zonal (sin demanda).**

		Escenario Optimista																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>METROPOLITANA DE SANTIAGO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
LA PINTANA	75	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
LA REINA	150	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
LAS ARANAS	22	14,7	14,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7
LO BOZA	150	12,8	21,8	21,8	30,8	30,8	39,8	39,8	39,8	45,8	45,8	45,8	51,8	51,8	51,8	51,8	57,8	57,8	57,8	57,8	60,8	60,8
LOS DOMINICOS	125	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
MAIPU	69,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
MALLOCO	109,9	12,0	21,0	30,0	39,0	39,0	48,0	48,0	57,0	57,0	66,0	66,0	66,0	75,0	75,0	75,0	84,0	84,0	84,0	84,0	93,0	93,0
MANDINGA	8	6,0	6,0	6,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
PAJARITOS	150	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
PIRQUE	10,25	2,8	2,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
PUENTE ALTO (EPPA)	50	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
PUNTA PEUCO	20	6,0	6,0	12,0	12,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
RUNGUE	3,5	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
SAN BERNARDO	144,8	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
SANTA MARTA	137,5	18,8	24,8	30,8	36,8	36,8	42,8	42,8	42,8	48,8	48,8	48,8	54,8	54,8	54,8	54,8	57,8	57,8	57,8	57,8	60,8	60,8
SANTA ROSA (TRANSNET)	125	14,8	14,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8
<b>OHIGGINS</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ALCONES	10	0,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
CHIMBARONGO	18,8	12,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
CHUMAQUITO	18,7	5,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
COLCHAGUA	29,2	0,2	3,2	9,2	9,2	15,2	15,2	18,2	18,2	18,2	21,2	21,2	21,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2
EL MANZANO (CGE)	10,67	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4
GRANEROS	30	18,0	27,0	27,0	33,0	33,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	42,0	42,0	42,0
LA ESPERANZA	12	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
LAS CABRAS	19	5,4	8,4	8,4	11,4	11,4	14,4	14,4	14,4	17,4	17,4	17,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
LIHUEIMO	12,5	6,0	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
LO MIRANDA	48,7	13,5	22,5	22,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5
LORETO	10,5	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
MACHALI	30	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
MALLOA	10,7	3,0	3,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
MARCHIGÜE	20	17,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	26,9	26,9	26,9	32,9	32,9	32,9	32,9	35,9	35,9	35,9
NANCAGUA	10	7,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
PANIAHUE	20	6,9	15,9	15,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9
PELEQUEN	4	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
PORTEZUELO	10,35	9,0	9,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
QUELENTARO	13	10,0	10,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0

**Tabla 23. Escenario Optimista - Proyección Potencia instalada de PMGD por subestación zonal (sin demanda).**

		Escenario Optimista																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>OHIGGINS</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
QUINTA	10,4	4,3	4,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3
QUINTA DE TILCOCO	18,7	8,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
RANGUILI	10,2	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8
RENGO	30	14,0	20,0	20,0	26,0	26,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	32,0	32,0	32,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
ROSARIO	30	9,0	9,0	18,0	18,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL	45	12,0	12,0	21,0	21,0	30,0	30,0	30,0	39,0	39,0	39,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA	43,7	11,6	20,6	29,6	38,6	38,6	43,6	43,6	43,6	43,6	43,6	43,6	43,6	43,6	43,6	49,6	49,6	55,6	55,6	55,6	58,6	58,6
TUNICHE	18,7	11,0	11,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
<b>MAULE</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CAUQUENES	12	0,0	9,0	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
CHACAHUIN	30	18,0	27,0	27,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	33,0	33,0	33,0	36,0	36,0	36,0	36,0	39,0	39,0	39,0
COLBUN	240	0,0	0,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
CURICO	137,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
HUALANE	5	0,0	2,8	2,8	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
LA PALMA	16,3	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	32,8	32,8	32,8	38,8	38,8	38,8	38,8	41,8	41,8	41,8
LA VEGA	10	6,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
LINARES NORTE	35	12,0	21,0	30,0	30,0	39,0	39,0	39,0	48,0	48,0	48,0	54,0	54,0	54,0	60,0	60,0	60,0	60,0	63,0	63,0	63,0	63,0
LONGAVI	12,5	5,5	8,5	8,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
MOLINA	50	17,5	35,5	35,5	44,5	44,5	50,5	50,5	50,5	53,5	53,5	53,5	53,5	53,5	56,5	56,5	56,5	56,5	56,5	59,5	59,5	59,5
NIRIVILO	10	3,0	6,0	6,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
PANGUILEMO	9	6,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
PANIMAVIDA	10	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
PARRAL	30	2,9	20,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	35,9	35,9	35,9	35,9	38,9	38,9	38,9	38,9
PARRONAL	5	3,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
PASO HONDO	12,5	3,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
RAUQUEN	55	9,0	18,0	27,0	27,0	36,0	36,0	45,0	45,0	45,0	51,0	51,0	51,0	57,0	57,0	57,0	57,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
RETIRO	5,3	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
SAN CLEMENTE	10	0,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1
SAN JAVIER	5	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
SAN MIGUEL	16,6	9,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
SAN RAFAEL	16	6,0	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
TENO	66,6	7,6	16,6	25,6	25,6	34,6	34,6	43,6	43,6	43,6	49,6	49,6	49,6	55,6	55,6	55,6	55,6	58,6	58,6	58,6	58,6	61,6
VILLA ALEGRE	10	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
VILLA PRAT	10,8	5,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9
YERBAS BUENAS	25	0,0	18,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0



Tabla 24. Escenario Optimista - Cargabilidad de PMGD por subestación zonal (sin demanda).

		Escenario Optimista																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>VALPARAÍSO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CABILDO	30	69%	79%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	119%	119%	119%	119%	139%	139%	139%	139%	149%	149%	149%	159%	159%
CASABLANCA	43,3	42%	57%	45%	56%	56%	67%	67%	67%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	77%	77%	77%	77%	83%	83%
CATEMU	32	38%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	66%	66%	66%	66%	66%	75%	75%	75%	75%	85%	85%	85%	85%
CONCON	50	0%	6%	24%	24%	24%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	36%	36%	36%	42%	42%	42%
EL MELON	16	0%	19%	19%	75%	75%	75%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%
LA CALERA	77,5	4%	3%	8%	8%	14%	14%	14%	14%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
LAS VEGAS (CHILQUINTA)	55	5%	27%	27%	43%	43%	60%	60%	60%	76%	76%	76%	76%	76%	92%	92%	92%	92%	92%	109%	109%	109%
LOS PLACERES	55	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
MAYACA	30	0%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
MIRAFLORES	73,4	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
PANQUEHUE	16	56%	56%	94%	94%	94%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	150%	150%	150%	188%	188%	188%	188%
PEÑABLANCA	30	10%	10%	10%	30%	30%	30%	50%	50%	50%	50%	70%	70%	70%	70%	70%	90%	90%	90%	100%	100%	100%
PLACILLA (CHILQUINTA)	30	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
QUILPUE	75	4%	4%	4%	8%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
QUINQUIMO	20	57%	87%	87%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%
SAN ANTONIO	125	0%	0%	0%	7%	7%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
SAN FELIPE	85	41%	48%	41%	46%	46%	51%	51%	51%	57%	57%	57%	57%	57%	62%	62%	62%	67%	67%	67%	72%	72%
SAN JERONIMO	5,25	57%	57%	57%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
SAN PEDRO (AES GENER)	55	15%	15%	31%	31%	48%	48%	48%	48%	59%	59%	59%	59%	59%	69%	69%	69%	69%	69%	80%	80%	80%
SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	77,5	25%	44%	55%	55%	67%	67%	67%	78%	78%	78%	78%	78%	78%	90%	90%	90%	90%	90%	102%	102%	102%
VALPARAISO	85	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
<b>METROPOLITANA DE SANTIAGO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ALHUE	20	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
ALONSO DE CORDOVA	200	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
BATUCO	137,5	2%	15%	22%	21%	26%	26%	30%	30%	30%	34%	34%	34%	37%	37%	37%	40%	40%	40%	40%	42%	42%
BOLLENAR	30	42%	42%	72%	72%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	132%	132%	132%	152%	152%	152%	162%	162%	162%
CHOCALAN	10	0%	90%	90%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
CURACAVI	20	13%	48%	48%	35%	35%	35%	48%	48%	48%	55%	55%	55%	55%	55%	68%	68%	68%	75%	75%	75%	75%
EL MAITEN	10	57%	57%	57%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%
EL MANZANO (ENEL DISTRIBUCIÓN)	60	40%	40%	55%	55%	70%	70%	85%	85%	85%	95%	95%	95%	105%	105%	105%	105%	115%	115%	115%	115%	120%
EL MONTE	10	30%	30%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%
EL PAICO	20	103%	103%	103%	103%	103%	103%	103%	103%	133%	133%	133%	133%	133%	163%	163%	163%	163%	163%	163%	163%	163%
EL PEUMO	30	40%	70%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	120%	120%	120%	120%	120%	140%	140%	140%	140%	140%	140%	140%
FATIMA	60	2%	2%	2%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
ISLA DE MAIPO	66,2	28%	41%	41%	55%	55%	68%	68%	68%	77%	77%	77%	86%	86%	86%	96%	96%	96%	96%	105%	105%	105%
LA MANGA	20	44%	74%	74%	104%	104%	134%	134%	134%	164%	164%	164%	164%	194%	194%	194%	194%	194%	194%	194%	194%	194%

Tabla 25. Escenario Optimista - Cargabilidad de PMGD por subestación zonal (sin demanda).

		Escenario Optimista																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>METROPOLITANA DE SANTIAGO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
LA PINTANA	75	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%
LA REINA	150	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
LAS ARANAS	22	67%	67%	108%	108%	108%	108%	108%	108%	108%	108%	108%	108%	108%	108%	108%	108%	108%	108%	108%	108%	108%
LO BOZA	150	9%	11%	11%	15%	15%	20%	20%	20%	23%	23%	23%	26%	26%	26%	26%	29%	29%	29%	29%	30%	30%
LOS DOMINICOS	125	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
MAIPU	69,8	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
MALLOCO	109,9	11%	19%	27%	35%	35%	44%	44%	52%	52%	60%	60%	60%	68%	68%	68%	76%	76%	76%	76%	85%	85%
MANDINGA	8	75%	75%	75%	53%	53%	53%	53%	53%	53%	53%	53%	53%	53%	53%	53%	53%	53%	53%	53%	53%	53%
PAJARITOS	150	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
PIRQUE	10,25	27%	27%	115%	115%	115%	115%	115%	115%	115%	115%	115%	115%	115%	115%	115%	115%	115%	115%	115%	115%	115%
PUENTE ALTO (EEPA)	50	11%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
PUNTA PEUCO	20	30%	30%	60%	60%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
RUNGUE	3,5	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%
SAN BERNARDO	144,8	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
SANTA MARTA	137,5	14%	18%	22%	27%	27%	31%	31%	31%	35%	35%	35%	40%	40%	40%	40%	42%	42%	42%	42%	44%	44%
SANTA ROSA (TRANSNET)	125	12%	12%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
<b>OHIGGINS</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ALCONES	10	0%	90%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%
CHIMBARONGO	18,8	64%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%
CHUMAQUITO	18,7	31%	79%	79%	79%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
COLCHAGUA	29,2	1%	11%	31%	31%	52%	52%	62%	62%	62%	73%	73%	73%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%
EL MANZANO (CGE)	10,67	144%	144%	144%	144%	144%	144%	144%	144%	201%	201%	201%	201%	201%	229%	229%	229%	229%	229%	229%	229%	229%
GRANEROS	30	60%	90%	45%	55%	55%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	65%	65%	65%	65%	65%	70%	70%	70%	70%
LA ESPERANZA	12	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%
LAS CABRAS	19	28%	44%	44%	60%	60%	76%	76%	76%	92%	92%	92%	107%	107%	107%	107%	107%	107%	107%	107%	107%	107%
LIHUEIMO	12,5	48%	72%	72%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%
LO MIRANDA	48,7	28%	46%	46%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%
LORETO	10,5	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%
MACHALI	30	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
MALLOA	10,7	28%	28%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%
MARCHIGÜE	20	90%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	135%	135%	135%	165%	165%	165%	165%	180%	180%	180%	180%
NANCAGUA	10	70%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
PANIAHUE	20	35%	80%	80%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
PELEQUEN	4	75%	75%	75%	75%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
PORTEZUELO	10,35	86%	86%	106%	106%	106%	106%	106%	106%	106%	106%	106%	106%	106%	106%	106%	106%	106%	106%	106%	106%	106%
QUELENTARO	13	77%	77%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tabla 26. Escenario Optimista - Cargabilidad de PMGD por subestación zonal (sin demanda).

		Escenario Optimista																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>OHIGGINS</b>		<b>Cap. TR [MVA]</b>																				
QUINTA	10,4	42%	42%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
QUINTA DE TILCOCO	18,7	43%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%
RANGUILI	10,2	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%
RENGO	30	47%	67%	67%	87%	87%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	107%	107%	107%	107%	117%	117%	117%	117%	117%
ROSARIO	30	30%	30%	60%	60%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL	45	27%	27%	47%	47%	67%	67%	67%	87%	87%	87%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA	43,7	26%	47%	54%	70%	70%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	90%	90%	101%	101%	101%	106%	106%
TUNICHE	18,7	59%	59%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%
<b>MAULE</b>		<b>Cap. TR [MVA]</b>																				
CAUQUENES	12	0%	28%	28%	28%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%
CHACAHUIN	30	60%	90%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	110%	110%	110%	120%	120%	120%	120%	130%	130%	130%	130%
COLBUN	240	0%	0%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
CURICO	137,5	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
HUALANE	5	0%	56%	56%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
LA PALMA	16,3	146%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	82%	82%	82%	97%	97%	97%	97%	105%	105%	105%
LA VEGA	10	60%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
LINARES NORTE	35	34%	42%	60%	60%	78%	78%	78%	96%	96%	96%	108%	108%	108%	120%	120%	120%	126%	126%	126%	126%	126%
LONGAVI	12,5	44%	68%	28%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%
MOLINA	50	35%	71%	71%	49%	49%	56%	56%	56%	59%	59%	59%	59%	59%	63%	63%	63%	63%	63%	66%	66%	66%
NIRIVILO	10	30%	60%	60%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
PANGUILEMO	9	67%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
PANIMAVIDA	10	115%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%
PARRAL	30	10%	70%	100%	100%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	60%	60%	60%	60%	65%	65%	65%	65%	65%
PARRONAL	5	59%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
PASO HONDO	12,5	24%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%
RAUQUEN	55	16%	33%	49%	49%	65%	65%	82%	82%	82%	93%	93%	93%	104%	104%	104%	104%	109%	109%	109%	109%	109%
RETIRO	5,3	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%
SAN CLEMENTE	10	1%	91%	91%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
SAN JAVIER	5	100%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%
SAN MIGUEL	16,6	54%	108%	108%	108%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%
SAN RAFAEL	16	38%	56%	56%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%
TENO	66,6	11%	25%	38%	38%	52%	52%	65%	65%	65%	74%	74%	74%	83%	83%	83%	83%	88%	88%	88%	88%	92%
VILLA ALEGRE	10	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
VILLA PRAT	10,8	55%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%
YERBAS BUENAS	25	0%	72%	108%	108%	108%	108%	108%	108%	108%	108%	108%	108%	108%	108%	108%	108%	108%	108%	108%	108%	108%

**Tabla 27. Escenario Pesimista - Proyección Potencia instalada de PMGD por subestación zonal (sin demanda).**

		Escenario Pesimista																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>VALPARAÍSO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CABILDO	30	20,7	20,7	23,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	28,7	28,7	28,7	28,7	31,7	31,7	31,7	31,7	34,7	37,7	37,7
CASABLANCA	43,3	18,4	24,6	24,6	24,6	25,6	25,6	28,6	28,6	28,6	28,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	34,6	34,6	34,6	34,6	37,6
CATEMU	32	12,1	12,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	21,1	21,1	21,1	21,1	24,1	24,1
CONCON	50	0,0	0,0	3,0	6,0	6,0	6,0	6,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	15,0	15,0
EL MELON	16	0,0	0,0	3,0	3,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
LA CALERA	77,5	3,0	3,0	3,0	6,0	6,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
LAS VEGAS (CHILQUINTA)	55	3,0	14,8	14,8	14,8	17,8	17,8	20,8	20,8	20,8	20,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	26,8	26,8	26,8	26,8	29,8	29,8
LOS PLACERES	55	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
MAYACA	30	0,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
MIRAFLORES	73,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
PANQUEHUE	16	9,0	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	12,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	18,0	18,0	18,0	21,0	21,0
PEÑABLANCA	30	3,0	3,0	3,0	3,0	6,0	6,0	6,0	6,0	9,0	9,0	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	12,0	15,0	15,0	15,0	18,0	18,0
PLACILLA (CHILQUINTA)	30	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
QUILPUE	75	3,0	3,0	3,0	3,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
QUINQUIMO	20	11,4	11,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
SAN ANTONIO	125	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
SAN FELIPE	85	35,2	35,2	38,2	41,2	44,2	44,2	47,2	47,2	47,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	53,2	53,2	53,2	56,2	56,2	59,2	59,2
SAN JERONIMO	5,25	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
SAN PEDRO (AES GENER)	55	8,2	8,2	8,2	11,2	11,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	20,2	20,2	20,2	20,2	23,2	23,2
SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	77,5	19,2	19,2	25,2	28,2	28,2	31,2	31,2	31,2	34,2	34,2	34,2	34,2	34,2	34,2	34,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	40,2
VALPARAISO	85	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<b>METROPOLITANA DE SANTIAGO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ALHUE	20	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
ALONSO DE CORDOVA	200	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
BATUCO	137,5	3,0	21,0	21,0	24,0	27,0	30,0	30,0	33,0	33,0	33,0	36,0	36,0	36,0	39,0	39,0	39,0	42,0	42,0	42,0	45,0	45,0
BOLLENAR	30	12,5	12,5	12,5	15,5	15,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	21,5	21,5	21,5	24,5	24,5	24,5	27,5
CHOCALAN	10	0,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
CURACAVI	20	2,6	9,6	9,6	9,6	12,6	12,6	12,6	15,6	15,6	15,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	21,6	21,6	21,6	24,6	24,6
EL MAITEN	10	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
EL MANZANO (ENEL DISTRIBUCIÓN)	60	24,0	24,0	24,0	27,0	27,0	30,0	30,0	33,0	33,0	33,0	36,0	36,0	36,0	39,0	39,0	39,0	39,0	42,0	42,0	42,0	45,0
EL MONTE	10	3,0	3,0	3,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
EL PAICO	20	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5
EL PEUMO	30	12,0	21,0	21,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
FATIMA	60	1,3	1,3	1,3	1,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
ISLA DE MAIPO	66,2	18,3	18,3	21,3	21,3	24,3	24,3	27,3	27,3	27,3	30,3	30,3	30,3	33,3	33,3	33,3	33,3	36,3	36,3	36,3	36,3	39,3
LA MANGA	20	8,8	8,8	11,8	11,8	14,8	14,8	17,8	17,8	17,8	20,8	20,8	20,8	20,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8

**Tabla 28. Escenario Pesimista - Proyección Potencia instalada de PMGD por subestación zonal (sin demanda).**

		Escenario Pesimista																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>METROPOLITANA DE SANTIAGO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
LA PINTANA	75	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
LA REINA	150	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
LAS ARANAS	22	14,7	14,7	14,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7
LO BOZA	150	12,8	12,8	15,8	15,8	18,8	18,8	21,8	21,8	21,8	24,8	24,8	24,8	27,8	27,8	27,8	27,8	30,8	30,8	30,8	33,8	33,8
LOS DOMINICOS	125	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
MAIPU	69,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
MALLOCO	109,9	12,0	21,0	21,0	24,0	27,0	27,0	30,0	30,0	33,0	33,0	36,0	36,0	36,0	39,0	39,0	39,0	42,0	42,0	42,0	42,0	45,0
MANDINGA	8	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
PAJARITOS	150	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
PIRQUE	10,25	2,8	2,8	2,8	2,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
PUENTE ALTO (EEPA)	50	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
PUNTA PEUCO	20	6,0	6,0	6,0	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
RUNGUE	3,5	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
SAN BERNARDO	144,8	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
SANTA MARTA	137,5	18,8	18,8	21,8	24,8	27,8	27,8	30,8	30,8	30,8	33,8	33,8	33,8	36,8	36,8	36,8	36,8	39,8	39,8	39,8	42,8	42,8
SANTA ROSA (TRANSNET)	125	14,8	14,8	14,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8
<b>OHIGGINS</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ALCONES	10	0,0	0,0	0,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
CHIMBARONGO	18,8	12,0	12,0	12,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
CHUMAQUITO	18,7	5,7	5,7	5,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
COLCHAGUA	29,2	0,2	3,2	3,2	6,2	6,2	9,2	9,2	12,2	12,2	12,2	15,2	15,2	15,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2
EL MANZANO (CGE)	10,67	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4
GRANEROS	30	18,0	18,0	21,0	21,0	24,0	24,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	30,0	30,0	30,0	30,0	33,0	33,0
LA ESPERANZA	12	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
LAS CABRAS	19	5,4	5,4	6,9	6,9	8,4	8,4	9,9	9,9	9,9	11,4	11,4	11,4	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9
LIHUEIMO	12,5	6,0	6,0	7,5	7,5	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
LO MIRANDA	48,7	13,5	13,5	16,5	16,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
LORETO	10,5	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
MACHALI	30	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
MALLOA	10,7	3,0	3,0	3,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
MARCHIGÜE	20	17,9	17,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	23,9	23,9	23,9	23,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9
NANCAGUA	10	7,0	7,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
PANIAHUE	20	6,9	6,9	9,9	9,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9
PELEQUEN	4	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
PORTEZUELO	10,35	9,0	9,0	9,0	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
QUELENTARO	13	10,0	10,0	10,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0

**Tabla 29. Escenario Pesimista - Proyección Potencia instalada de PMGD por subestación zonal (sin demanda).**

		Escenario Pesimista																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>OHIGGINS</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
QUINTA	10,4	4,3	4,3	4,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
QUINTA DE TILCOCO	18,7	8,0	8,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
RANGUILI	10,2	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8
RENGO	30	14,0	14,0	17,0	17,0	20,0	20,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	26,0	26,0	29,0	29,0	29,0
ROSARIO	30	9,0	9,0	9,0	12,0	12,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL	45	12,0	12,0	12,0	15,0	15,0	18,0	18,0	18,0	21,0	21,0	21,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA	43,7	11,6	20,6	20,6	23,6	26,6	26,6	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	32,6	32,6	35,6	35,6	35,6	38,6
TUNICHE	18,7	11,0	11,0	11,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
<b>MAULE</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CAUQUENES	12	0,0	0,0	0,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
CHACAHUIN	30	18,0	18,0	21,0	21,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	27,0	27,0	27,0	30,0	30,0	30,0	30,0	33,0	33,0
COLBUN	240	0,0	0,0	0,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
CURICO	137,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
HUALANE	5	0,0	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
LA PALMA	16,3	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	26,8	26,8	26,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	32,8
LA VEGA	10	6,0	6,0	6,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
LINARES NORTE	35	12,0	12,0	15,0	18,0	18,0	21,0	21,0	21,0	24,0	24,0	24,0	27,0	27,0	27,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	33,0	33,0
LONGAVI	12,5	5,5	5,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
MOLINA	50	17,5	26,5	29,5	29,5	32,5	32,5	35,5	35,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	44,5	44,5
NIRIVILO	10	3,0	3,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
PANGUILEMO	9	6,0	6,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
PANIMAVIDA	10	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
PARRAL	30	2,9	11,9	14,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	20,9	20,9	20,9	20,9	23,9	23,9	23,9
PARRONAL	5	3,0	3,0	3,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
PASO HONDO	12,5	3,0	3,0	3,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
RAUQUEN	55	9,0	18,0	18,0	21,0	21,0	24,0	24,0	27,0	27,0	27,0	30,0	30,0	30,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	36,0	36,0	36,0
RETIRO	5,3	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
SAN CLEMENTE	10	0,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1
SAN JAVIER	5	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
SAN MIGUEL	16,6	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
SAN RAFAEL	16	6,0	6,0	8,0	8,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
TENO	66,6	7,6	16,6	16,6	19,6	19,6	22,6	22,6	25,6	25,6	25,6	28,6	28,6	28,6	31,6	31,6	31,6	31,6	34,6	34,6	34,6	37,6
VILLA ALEGRE	10	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
VILLA PRAT	10,8	5,9	5,9	5,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
YERBAS BUENAS	25	0,0	18,0	18,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0

Tabla 30. Escenario Pesimista - Cargabilidad de PMGD por subestación zonal (sin demanda).

		Escenario Pesimista																					
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	
<b>VALPARAÍSO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																						
CABILDO	30	69%	69%	79%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	96%	96%	96%	96%	106%	106%	106%	106%	116%	126%	126%	
CASABLANCA	43,3	42%	57%	45%	45%	47%	47%	52%	52%	52%	52%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	63%	63%	63%	63%	68%	
CATEMU	32	38%	38%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	57%	57%	57%	57%	57%	66%	66%	66%	66%	75%	75%	
CONCON	50	0%	0%	6%	12%	12%	12%	12%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	24%	24%	24%	30%	30%	30%	
EL MELON	16	0%	0%	19%	19%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	
LA CALERA	77,5	4%	3%	3%	6%	6%	8%	8%	8%	8%	8%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	
LAS VEGAS (CHILQUINTA)	55	5%	27%	27%	27%	32%	32%	38%	38%	38%	38%	43%	43%	43%	43%	43%	49%	49%	49%	49%	54%	54%	
LOS PLACERES	55	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
MAYACA	30	0%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	
MIRAFLORES	73,4	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	
PANQUEHUE	16	56%	56%	56%	75%	75%	75%	75%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	113%	113%	113%	131%	131%
PEÑABLANCA	30	10%	10%	10%	10%	20%	20%	20%	20%	30%	30%	30%	30%	40%	40%	40%	40%	40%	50%	50%	50%	60%	
PLACILLA (CHILQUINTA)	30	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	
QUILPUE	75	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	
QUINQUIMO	20	57%	57%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	
SAN ANTONIO	125	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	
SAN FELIPE	85	41%	41%	33%	36%	38%	38%	41%	41%	41%	44%	44%	44%	44%	44%	46%	46%	46%	49%	49%	51%	51%	
SAN JERONIMO	5,25	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	
SAN PEDRO (AES GENER)	55	15%	15%	15%	20%	20%	26%	26%	26%	26%	26%	31%	31%	31%	31%	31%	37%	37%	37%	37%	42%	42%	
SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	77,5	25%	25%	33%	36%	36%	40%	40%	40%	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%	48%	48%	48%	48%	48%	52%	
VALPARAISO	85	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	
<b>METROPOLITANA DE SANTIAGO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																						
ALHUE	20	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	
ALONSO DE CORDOVA	200	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
BATUCO	137,5	2%	15%	15%	13%	14%	16%	16%	18%	18%	18%	19%	19%	19%	21%	21%	21%	22%	22%	22%	24%	24%	
BOLLENAR	30	42%	42%	42%	52%	52%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	72%	72%	72%	82%	82%	82%	92%	
CHOCALAN	10	0%	90%	90%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	
CURACAVI	20	13%	48%	48%	21%	28%	28%	28%	35%	35%	35%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	48%	48%	48%	55%	55%	
EL MAITEN	10	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	
EL MANZANO (ENEL DISTRIBUCIÓN)	60	40%	40%	40%	45%	45%	50%	50%	55%	55%	55%	60%	60%	60%	65%	65%	65%	65%	70%	70%	70%	75%	
EL MONTE	10	30%	30%	12%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	
EL PAICO	20	103%	103%	103%	103%	103%	103%	103%	103%	103%	103%	118%	118%	118%	118%	118%	133%	133%	133%	133%	133%	133%	
EL PEUMO	30	40%	70%	70%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	90%	90%	90%	90%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	
FATIMA	60	2%	2%	2%	2%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	
ISLA DE MAIPO	66,2	28%	28%	32%	32%	37%	37%	41%	41%	41%	46%	46%	50%	50%	50%	50%	55%	55%	55%	55%	59%	59%	
LA MANGA	20	44%	44%	59%	59%	74%	74%	89%	89%	89%	104%	104%	104%	104%	119%	119%	119%	119%	119%	119%	119%	119%	

Tabla 31. Escenario Pesimista - Cargabilidad de PMGD por subestación zonal (sin demanda).

		Escenario Pesimista																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>METROPOLITANA DE SANTIAGO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
LA PINTANA	75	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%
LA REINA	150	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
LAS ARANAS	22	67%	67%	67%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
LO BOZA	150	9%	6%	8%	8%	9%	9%	11%	11%	11%	12%	12%	14%	14%	14%	14%	15%	15%	15%	17%	17%	17%
LOS DOMINICOS	125	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
MAIPU	69,8	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
MALLOCO	109,9	11%	19%	19%	22%	25%	25%	27%	27%	30%	30%	33%	33%	33%	35%	35%	35%	38%	38%	38%	38%	41%
MANDINGA	8	75%	75%	75%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
PAJARITOS	150	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
PIRQUE	10,25	27%	27%	27%	27%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%
PUENTE ALTO (EEPA)	50	11%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
PUNTA PEUCO	20	30%	30%	30%	45%	45%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
RUNGUE	3,5	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%
SAN BERNARDO	144,8	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
SANTA MARTA	137,5	14%	14%	16%	18%	20%	20%	22%	22%	22%	25%	25%	25%	27%	27%	27%	29%	29%	29%	31%	31%	31%
SANTA ROSA (TRANSNET)	125	12%	12%	12%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%
<b>OHIGGINS</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ALCONES	10	0%	0%	0%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
CHIMBARONGO	18,8	64%	64%	64%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
CHUMAQUITO	18,7	31%	31%	31%	47%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
COLCHAGUA	29,2	1%	11%	11%	21%	21%	31%	31%	42%	42%	42%	52%	52%	52%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%
EL MANZANO (CGE)	10,67	144%	144%	144%	144%	144%	144%	144%	144%	144%	144%	172%	172%	172%	172%	172%	201%	201%	201%	201%	201%	201%
GRANEROS	30	60%	60%	35%	35%	40%	40%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	50%	50%	50%	55%	55%	55%
LA ESPERANZA	12	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%	125%
LAS CABRAS	19	28%	28%	36%	36%	44%	44%	52%	52%	52%	60%	60%	60%	68%	68%	68%	68%	68%	68%	68%	68%	68%
LIHUEIMO	12,5	48%	48%	60%	27%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%
LO MIRANDA	48,7	28%	28%	34%	34%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
LORETO	10,5	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%
MACHALI	30	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
MALLOA	10,7	28%	28%	28%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%
MARCHIGÜE	20	90%	90%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	120%	120%	120%	135%	135%	135%	135%	150%	150%
NANCAGUA	10	70%	70%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
PANIAHUE	20	35%	35%	50%	50%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%
PELEQUEN	4	75%	75%	75%	75%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
PORTEZUELO	10,35	86%	86%	86%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%	101%
QUELENTARO	13	77%	77%	77%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%



Tabla 32. Escenario Pesimista - Cargabilidad de PMGD por subestación zonal (sin demanda).

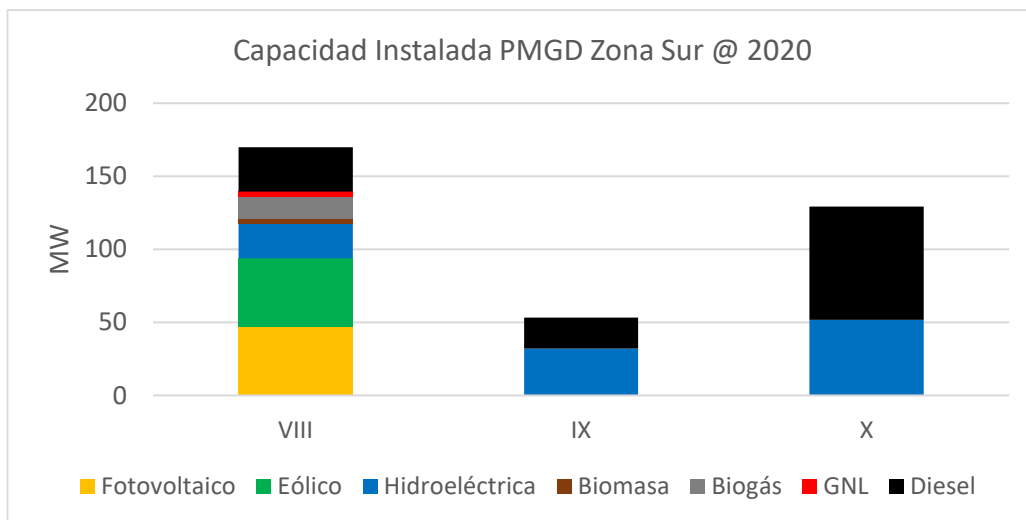
		Escenario Pesimista																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>OHIGGINS</b>		<b>Cap. TR [MVA]</b>																				
QUINTA	10,4	42%	42%	42%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
QUINTA DE TILCOCO	18,7	43%	43%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%
RANGUILI	10,2	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%
RENGO	30	47%	47%	57%	57%	67%	67%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	87%	87%	87%	97%	97%	97%
ROSARIO	30	30%	30%	30%	40%	40%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL	45	27%	27%	27%	33%	33%	40%	40%	40%	47%	47%	47%	53%	53%	53%	53%	53%	53%	53%	53%	53%	53%
SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA	43,7	26%	47%	37%	43%	48%	48%	54%	54%	54%	54%	54%	54%	54%	54%	54%	59%	59%	65%	65%	65%	70%
TUNICHE	18,7	59%	59%	59%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%
<b>MAULE</b>		<b>Cap. TR [MVA]</b>																				
CAUQUENES	12	0%	0%	0%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
CHACAHUIN	30	60%	60%	70%	70%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	90%	90%	90%	100%	100%	100%	100%	110%	110%	110%
COLBUN	240	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
CURICO	137,5	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
HUALANE	5	0%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%
LA PALMA	16,3	146%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	67%	67%	67%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	82%
LA VEGA	10	60%	60%	60%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
LINARES NORTE	35	34%	24%	30%	36%	36%	42%	42%	42%	48%	48%	48%	54%	54%	54%	60%	60%	60%	60%	60%	66%	66%
LONGAVI	12,5	44%	44%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%
MOLINA	50	35%	53%	59%	33%	36%	36%	39%	39%	39%	43%	43%	43%	43%	43%	46%	46%	46%	46%	46%	49%	49%
NIRIVILO	10	30%	30%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
PANGUILEMO	9	67%	67%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
PANIMAVIDA	10	115%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%
PARRAL	30	10%	40%	50%	60%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	35%	35%	35%	35%	40%	40%	40%
PARRONAL	5	59%	59%	59%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
PASO HONDO	12,5	24%	24%	24%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%
RAUQUEN	55	16%	33%	33%	38%	38%	44%	44%	49%	49%	49%	55%	55%	55%	60%	60%	60%	60%	60%	65%	65%	65%
RETIRO	5,3	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%
SAN CLEMENTE	10	1%	91%	91%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
SAN JAVIER	5	100%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%
SAN MIGUEL	16,6	54%	54%	72%	72%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%
SAN RAFAEL	16	38%	38%	50%	50%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	63%
TENO	66,6	11%	25%	25%	29%	29%	34%	34%	38%	38%	38%	43%	43%	43%	47%	47%	47%	47%	52%	52%	52%	56%
VILLA ALEGRE	10	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
VILLA PRAT	10,8	55%	55%	55%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%
YERBAS BUENAS	25	0%	72%	72%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%

### 3.4.3 ANÁLISIS ZONA SUR

Abarca desde la octava a décima región<sup>9</sup> y considera los PMGD existentes y proyectados conectados a las subestaciones de transmisión zonal existentes en esta zona.

En este conjunto de regiones es donde existe la mayor diversidad de tecnologías de generación, entre las cuales se encuentran fotovoltaico, hidráulico, eólico y térmicos (Biomasa, Biogás, GNL y Diesel).

En la siguiente figura se presenta la capacidad instalada de PMGD al 2020, donde se aprecia que en todas las regiones existen PMGD en base a Diesel y recurso Hidroeléctrico, existiendo además en estas regiones un alto potencial hidroeléctrico y eólico. La capacidad instalada de PMGD en la zona sur a fines de 2020 se estima en 352,5 MW.



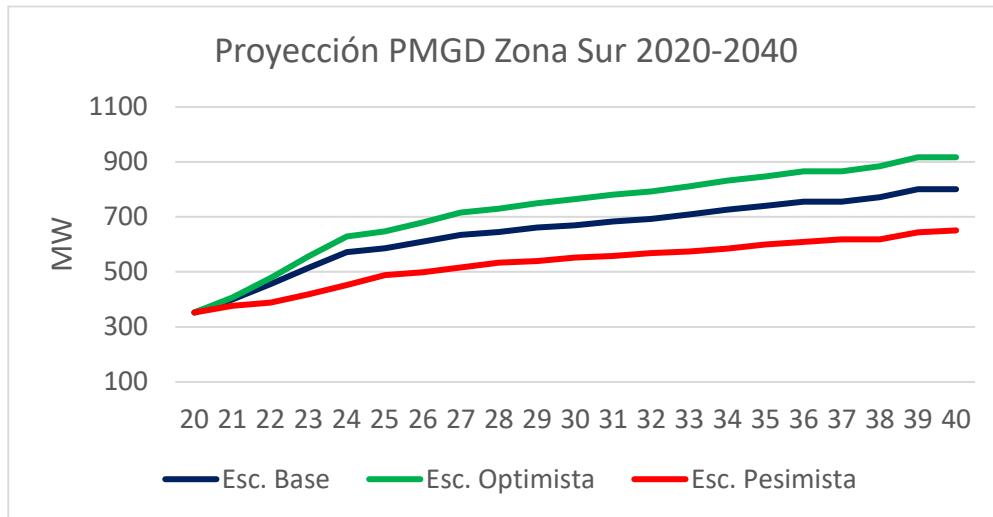
**Figura 15. Capacidad Instalada PMGD Zona Sur al 2020.**

En relación con la proyección de PMGD al año 2040, en la siguiente figura se presentan los resultados para la evaluación de los escenarios Base, Optimista y Pesimista que fueron evaluadas. Es importante considerar que la proyección realizada mantiene el conjunto de tecnologías de generación existentes en estas regiones, lo cual es consistente con las Solicitudes de Conexión a la Red (SCR) que se encuentran en curso y con Informe de Criterios de Conexión (ICC) emitido por las empresas Distribuidoras, dentro de los que se encuentran proyectos con RCA aprobada y en tramitación.

Adicional a lo anterior, resulta relevante destacar que la proyección realizada fue construida con los antecedentes que el Coordinador disponía al momento de realizar la proyección, los cuales ya fueron mencionados previamente, sin embargo, se espera que para los próximos años las empresas

<sup>9</sup> Las regiones octava y decima incluyen a las regiones de Ñuble y Los Ríos respectivamente.

interesas puedan aportar información de valor para este estudio, la cual enriquecerá los resultados y permitirá mejorar los pronósticos en las zonas de evaluación.



**Figura 16. Proyección PMGD Zona Sur periodo 2020-2040.**

A continuación, se presenta la proyección de PMGD por región y tipo de tecnología, donde la información correspondiente al año 2020 contiene la capacidad instalada acumulada a ese año y los proyectos en desarrollo a esta fecha, mientras que del año 2021 en adelante se considera el aumento anual de capacidad instalada de acuerdo con los criterios antes indicados. De las gráficas es posible identificar que el mayor crecimiento de capacidad instalada durante el año 2020 se obtuvo en la octava y décima región, por medio de centrales fotovoltaicas y Diesel respectivamente, mientras que desde el año 2021 en adelante se proyecta un mayor crecimiento fotovoltaico en la octava región.

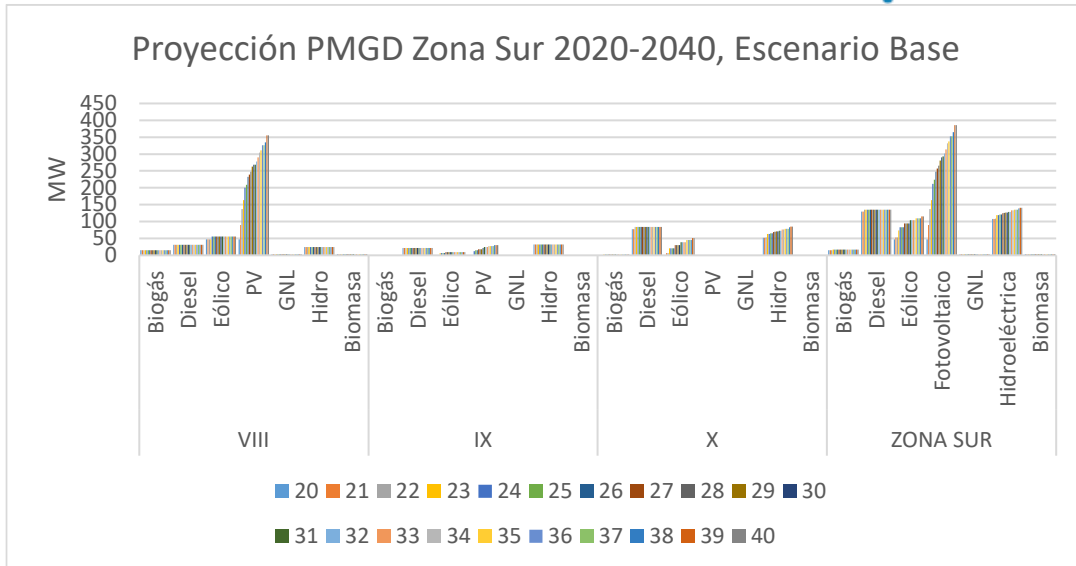


Figura 17. Proyección PMGD 2020-2040 (Escenario Base), por región y tipo de tecnología.

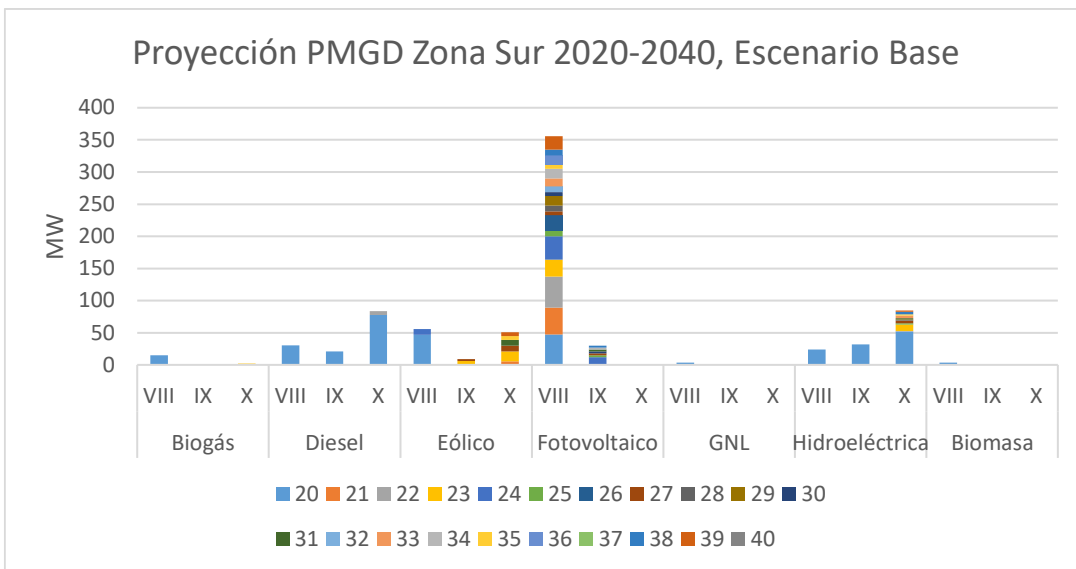





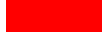
Figura 18. Proyección PMGD 2020-2040 (Escenario Base), por región y tipo de tecnología.

En adición a lo anterior, en las siguientes tablas se presenta para cada subestación zonal evaluada durante los años 2020-2040, la “cargabilidad de PMGD por subestación” la cual considera la relación porcentual entre la capacidad instalada de proyectos PMGD (sin demanda) y la capacidad de transformación de las respectivas subestaciones, para cada uno de los escenarios evaluados y regiones comprendidas en la zona sur. Tal como se ha indicado previamente, el listado de subestaciones que se exponen corresponde a aquellas donde actualmente existen proyectos PMGD conectados y donde se proyecta un mayor interés del mercado.

Es importante destacar que la cargabilidad de PMGD por subestación desde el año 2020 en adelante incluye los proyectos que hoy se encuentran conectados en dichas subestaciones y los proyectados en el horizonte de 20 años, considerando todas las tecnologías de generación, con excepción del Diesel, puesto que estos poseen un bajo factor de planta y su operación se encuentra sujeta a una señal de precio de costo marginal elevado.

Para facilitar la comprensión de las tablas, a modo de ejemplo en la región de Ñuble la Subestación Tres Esquinas posee dos transformadores con una capacidad conjunta de 18 MVA, donde actualmente se conectan proyectos fotovoltaicos con una capacidad instalada total de 12 MW, por lo que la cargabilidad de PMGD al año 2020 para esta subestación es de 67%, mientras que para el año 2022, en la misma subestación se proyectan 3 MW fotovoltaicos, lo cual aumentará el porcentaje de carga PMGD de esta subestación a un 83%.

Con el objetivo de facilitar la comprensión de las tablas, se define el siguiente código de colores según el porcentaje de cargabilidad de PMGD por subestación, estos se presentan a continuación.

	: Cargabilidad de transformadores menor al 50%.
	: Cargabilidad de transformadores entre 50% y 85%.
	: Cargabilidad de transformadores entre 85% y 100%.
	: Cargabilidad de transformadores mayor al 100%.

A partir de los resultados expuestos para el Escenario Base de la proyección, se observa lo siguiente:

- i. En la región de Ñuble, al año 2022 se estima que la S/E Cocharcas, Santa Elisa y Tres Esquinas tengan una cargabilidad de PMGD de un 70%, 73% y 100% respectivamente. Con respecto a las demás subestaciones evaluadas, para los escenarios Base y Optimista, se estima que desde el año 2022 en adelante gran parte de estas alcanzarán cargabilidades de PMGD superiores al 60%.
- ii. En la región del Bio-Bio, al año 2020 la S/E Central Pangue y Lebu se encuentran con una cargabilidad de PMGD de un 82% y 143% respectivamente. Con respecto a la proyección de PMGD en esta región, se espera que al año 2025 la S/E Cabrero, El Avellano y Negrete alcancen cargabilidades de PMGD de un 93%, 50% y 61% respectivamente.
- iii. En la región de la Araucanía, al año 2020 la S/E Licanco se encuentra con una cargabilidad de PMGD de un 73%, producto de la conexión de proyectos hidroeléctricos los cuales poseen una capacidad instalada conjunta de 11,7 MW. En esta región, se espera que se incremente la participación de proyectos fotovoltaicos desde el año 2024 en adelante, producto de la disminución del costo de la tecnología y un aumento en la eficiencia de los paneles solares, lo cual hará más competitivo su desarrollo en relación con el resto de las tecnologías disponibles en el mercado.

- iv. En la región de Los Ríos, al año 2020 la S/E Pilmaiquen se encuentra con una cargabilidad de PMGD de un 71%, producto de la conexión de proyectos hidroeléctricos los cuales poseen una capacidad instalada conjunta de 7,2 MW. En esta región, se espera se incremente la participación de proyectos hidroeléctricos y Diesel, alguno de los cuales ya se encuentran declarados en construcción y otros con RCA aprobada.
- v. En la región de Los Lagos, al año 2021 la S/E Aihuapi tendrá con una cargabilidad de PMGD de un 104%, producto de la conexión de proyectos hidroeléctricos y eólicos, los cuales poseen una capacidad instalada conjunta de 12,4 MW. En el escenario optimista, se espera que esta subestación al año 2025 alcance una cargabilidad de PMGD de un 145%, producto de la conexión de proyectos eólicos.

**Tabla 33. Escenario Base - Proyección Potencia instalada de PMGD por subestación zonal (sin demanda).**

		Escenario Base																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>ÑUBLE</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CHILLAN	85	9,0	30,0	36,0	42,0	48,0	48,0	54,0	54,0	60,0	60,0	66,0	66,0	66,0	72,0	72,0	72,0	78,0	78,0	78,0	84,0	84,0
COCHARCAS	21,2	5,8	11,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8
HUALTE	14	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
QUIRIHUE	10	0,0	0,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
SAN CARLOS	18,7	3,0	3,0	12,0	12,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
SAN GREGORIO	10	6,0	6,0	12,0	12,0	15,0	15,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	21,0	21,0	21,0	24,0	24,0	24,0	27,0	27,0
SANTA ELISA	8	2,8	2,8	5,8	5,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
SANTA ELVIRA	50	0,0	0,0	6,0	6,0	12,0	12,0	18,0	18,0	18,0	24,0	24,0	24,0	30,0	30,0	30,0	33,0	33,0	33,0	33,0	36,0	36,0
TRES ESQUINAS	18	15,0	15,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	21,0	21,0	21,0	24,0	24,0	24,0	24,0	27,0	27,0
<b>BÍO BÍO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ANDALIEN	50	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
CABRERO	32	2,6	17,6	17,6	23,6	23,6	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	35,6	35,6	41,6	41,6	41,6	47,6	47,6
CARAMPANGUE	15,2	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
CENTRAL PANGUE	5	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
DUQUECO	30	1,6	1,6	1,6	4,2	4,2	4,2	7,2	7,2	7,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	13,2	13,2	13,2	13,2	16,2	16,2	16,2
EL AVELLANO	41	11,5	11,5	11,5	17,5	17,5	20,5	20,5	20,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	26,5	26,5	26,5	26,5	29,5	29,5	29,5
LEBU	10	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3
LOMA COLORADA	25	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
LOS ANGELES (TRANSNET)	55	3,3	3,3	9,3	9,3	15,3	15,3	15,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3
MAMPIL	30	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
NEGRETE	16	12,3	12,3	12,3	18,3	24,3	24,3	27,3	27,3	27,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3
PENCO	10	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
PICOLTUE	30	5,2	5,2	5,2	5,2	14,2	14,2	17,2	17,2	17,2	20,2	20,2	20,2	20,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	26,2	26,2	26,2
TOME	10	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
TRES PINOS	20,2	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
<b>ARAUCANÍA</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ANGOL	42	0,0	0,0	0,0	6,0	6,0	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	15,0	15,0	15,0	15,0	18,0	18,0	18,0	18,0	21,0	21,0	21,0
CURACAUTIN	16	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
ENLACE IMPERIAL	16	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
LAUTARO	32,25	5,6	5,6	5,6	5,6	11,6	11,6	11,6	14,6	14,6	14,6	14,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6
LICANCO	16	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7
LOS SAUCES	16	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
PITRUFQUEN	40	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
VILLARRICA	30	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9

**Tabla 34. Escenario Base - Proyección Potencia instalada de PMGD por subestación zonal (sin demanda).**

		Escenario Base																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>DE LOS RÍOS</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CENTRAL PILMAIQUEN	10,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
CHIRRE	16	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
LA UNION	42	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
PANGUIPULLI	32	5,6	5,6	6,6	6,6	6,6	7,6	7,6	7,6	8,6	8,6	8,6	9,6	9,6	9,6	9,6	10,6	10,6	10,6	10,6	11,6	11,6
PICHIRROPULLI	15	3,2	3,2	3,2	7,0	7,0	7,0	7,0	8,0	8,0	8,0	8,0	9,0	9,0	9,0	9,0	10,0	10,0	10,0	10,0	11,0	11,0
<b>DE LOS LAGOS</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
AIHUAPI	12	9,5	12,4	12,4	15,4	15,4	16,4	16,4	16,4	16,4	17,4	17,4	17,4	17,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	19,4	19,4	19,4
ANCUD	16	0,0	0,0	0,0	6,0	6,0	6,0	6,0	12,0	12,0	12,0	12,0	18,0	18,0	18,0	18,0	24,0	24,0	24,0	24,0	30,0	30,0
CHONCHI	30	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
MELIPULLI	120	6,8	6,8	6,8	12,8	12,8	12,8	12,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	21,8	21,8	21,8
OSORNO	90	0,0	0,0	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
PICHIL	16	0,0	2,9	2,9	8,9	8,9	8,9	8,9	11,9	11,9	11,9	11,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9
PUERTO MONTT	60	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
PUERTO VARAS	40	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
PURRANQUE	21	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6



Tabla 35. Escenario Base - Cargabilidad de PMGD por subestación zonal (sin demanda).

		Escenario Base																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
ÑUBLE	Cap. TR [MVA]																					
CHILLAN	85	11%	35%	42%	49%	56%	56%	64%	64%	71%	71%	78%	78%	78%	85%	85%	85%	92%	92%	92%	99%	99%
COCHARCAS	21,2	27%	56%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
HUALTE	14	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
QUIRIHUE	10	0%	0%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
SAN CARLOS	18,7	16%	16%	25%	25%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%
SAN GREGORIO	10	60%	60%	48%	48%	60%	60%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	84%	84%	84%	96%	96%	96%	108%	108%
SANTA ELISA	8	35%	35%	73%	73%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%
SANTA ELVIRA	50	0%	0%	12%	12%	12%	12%	18%	18%	18%	24%	24%	24%	30%	30%	30%	33%	33%	33%	33%	36%	36%
TRES ESQUINAS	18	83%	83%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	117%	117%	117%	133%	133%	133%	133%	150%	150%
BÍO BÍO	Cap. TR [MVA]																					
ANDALIEN	50	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
CABRERO	32	8%	55%	55%	74%	74%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	111%	111%	130%	130%	130%	149%	149%
CARAMPANGUE	15,2	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%
CENTRAL PANGUE	5	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%
DUQUECO	30	5%	5%	5%	14%	14%	14%	24%	24%	24%	34%	34%	34%	34%	34%	44%	44%	44%	44%	54%	54%	54%
EL AVELLANO	41	28%	28%	28%	43%	43%	50%	50%	50%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	65%	65%	65%	65%	72%	72%	72%
LEBU	10	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%
LOMA COLORADA	25	14%	14%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
LOS ANGELES (TRANSNET)	55	6%	6%	17%	17%	28%	28%	28%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%
MAMPIL	30	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
NEGRETE	16	77%	77%	31%	46%	61%	61%	68%	68%	68%	76%	76%	76%	76%	76%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%
PENCO	10	30%	30%	30%	30%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
PICOLTUE	30	17%	17%	17%	17%	47%	47%	57%	57%	57%	67%	67%	67%	67%	77%	77%	77%	77%	77%	87%	87%	87%
TOME	10	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%
TRES PINOS	20,2	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%
ARAUCANÍA	Cap. TR [MVA]																					
ANGOL	42	0%	0%	0%	14%	14%	21%	21%	29%	29%	29%	36%	36%	36%	36%	43%	43%	43%	43%	50%	50%	50%
CURACAUTIN	16	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%
ENLACE IMPERIAL	16	0%	0%	0%	0%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%
LAUTARO	32,25	17%	17%	7%	7%	14%	14%	14%	18%	18%	18%	18%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
LICANCO	16	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%
LOS SAUCES	16	0%	0%	0%	0%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%
PITRUFQUEN	40	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
VILLARRICA	30	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%

**Tabla 36. Escenario Base - Cargabilidad de PMGD por subestación zonal (sin demanda).**

		Escenario Base																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>DE LOS RÍOS</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CENTRAL PILMAIQUEN	10,2	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%
CHIRRE	16	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%
LA UNION	42	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
PANGUIPULLI	32	18%	18%	21%	21%	21%	24%	24%	24%	27%	27%	27%	30%	30%	30%	30%	33%	33%	33%	33%	36%	36%
PICHIRROPULLI	15	21%	21%	21%	47%	47%	47%	47%	53%	53%	53%	53%	60%	60%	60%	60%	67%	67%	67%	67%	73%	73%
<b>DE LOS LAGOS</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
AIHUAPI	12	79%	104%	104%	129%	129%	137%	137%	137%	137%	145%	145%	145%	145%	154%	154%	154%	154%	154%	162%	162%	162%
ANCUD	16	0%	0%	0%	38%	38%	38%	38%	75%	75%	75%	75%	113%	113%	113%	113%	150%	150%	150%	150%	188%	188%
CHONCHI	30	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%
MELIPULLI	120	6%	6%	6%	11%	11%	11%	11%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	16%	16%	16%	16%	16%	18%	18%	18%
OSORNO	90	0%	0%	0%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
PICHIL	16	0%	18%	18%	56%	56%	56%	56%	74%	74%	74%	74%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%
PUERTO MONTT	60	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
PUERTO VARAS	40	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
PURRANQUE	21	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%

**Tabla 37. Escenario Optimista - Proyección Potencia instalada de PMGD por subestación zonal (sin demanda).**

		Escenario Optimista																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>ÑUBLE</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CHILLAN	85	9,0	36,0	45,0	54,0	63,0	63,0	72,0	72,0	81,0	81,0	90,0	90,0	90,0	99,0	99,0	99,0	108,0	108,0	108,0	117,0	117,0
COCHARCAS	21,2	5,8	11,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8
HUALTE	14	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
QUIRIHUE	10	0,0	0,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
SAN CARLOS	18,7	3,0	3,0	12,0	12,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
SAN GREGORIO	10	6,0	6,0	15,0	15,0	18,0	18,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	24,0	24,0	24,0	27,0	27,0	27,0	30,0	30,0
SANTA ELISA	8	2,8	2,8	5,8	5,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
SANTA ELVIRA	50	0,0	0,0	9,0	9,0	15,0	15,0	21,0	21,0	21,0	27,0	27,0	27,0	33,0	33,0	33,0	36,0	36,0	36,0	36,0	39,0	39,0
TRES ESQUINAS	18	15,0	15,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	24,0	24,0	24,0	27,0	27,0	27,0	27,0	30,0	30,0
<b>BÍO BÍO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ANDALIEN	50	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
CABRERO	32	2,6	17,6	17,6	26,6	26,6	32,6	32,6	32,6	32,6	32,6	32,6	32,6	32,6	32,6	38,6	38,6	44,6	44,6	44,6	50,6	50,6
CARAMPANGUE	15,2	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
CENTRAL PANGUE	5	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
DUQUECO	30	1,6	1,6	1,6	4,2	4,2	4,2	7,2	7,2	7,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	13,2	13,2	13,2	13,2	16,2	16,2	16,2
EL AVELLANO	41	11,5	11,5	11,5	20,5	20,5	23,5	23,5	23,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	32,5	32,5	32,5	32,5	38,5	38,5	38,5
LEBU	10	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3
LOMA COLORADA	25	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
LOS ANGELES (TRANSNET)	55	3,3	3,3	12,3	12,3	21,3	21,3	21,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3
MAMPIL	30	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
NEGRETE	16	12,3	12,3	12,3	21,3	27,3	27,3	33,3	33,3	33,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3
PENCO	10	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
PICOLTUE	30	5,2	5,2	5,2	5,2	20,2	20,2	26,2	26,2	26,2	32,2	32,2	32,2	32,2	35,2	35,2	35,2	35,2	35,2	38,2	38,2	38,2
TOME	10	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
TRES PINOS	20,2	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
<b>ARAUCANÍA</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ANGOL	42	0,0	0,0	0,0	9,0	9,0	15,0	15,0	21,0	21,0	21,0	27,0	27,0	27,0	27,0	30,0	30,0	30,0	30,0	33,0	33,0	33,0
CURACAUTIN	16	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
ENLACE IMPERIAL	16	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
LAUTARO	32,25	5,6	5,6	5,6	5,6	14,6	14,6	14,6	20,6	20,6	20,6	20,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6
LICANCO	16	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7
LOS SAUCES	16	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
PITRUFQUEN	40	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
VILLARRICA	30	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9

**Tabla 38. Escenario Optimista - Proyección Potencia instalada de PMGD por subestación zonal (sin demanda).**

		Escenario Optimista																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>DE LOS RÍOS</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CENTRAL PILMAIQUEN	10,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
CHIRRE	16	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
LA UNION	42	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
PANGUIPULLI	32	5,6	5,6	7,6	7,6	7,6	9,6	9,6	9,6	11,6	11,6	11,6	13,6	13,6	13,6	13,6	14,6	14,6	14,6	14,6	15,6	15,6
PICHIRROPULLI	15	3,2	3,2	3,2	7,0	7,0	7,0	7,0	9,0	9,0	9,0	9,0	11,0	11,0	11,0	11,0	13,0	13,0	13,0	13,0	15,0	15,0
<b>DE LOS LAGOS</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
AIHUAPI	12	9,5	12,4	12,4	15,4	15,4	17,4	17,4	17,4	17,4	19,4	19,4	19,4	19,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	21,4	21,4	21,4
ANCUD	16	0,0	0,0	0,0	9,0	9,0	9,0	9,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	21,0	21,0	21,0	27,0	27,0	27,0	27,0	33,0	33,0
CHONCHI	30	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
MELIPULLI	120	6,8	6,8	6,8	14,3	14,3	14,3	14,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	23,3	23,3	23,3
OSORNO	90	0,0	0,0	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
PICHIL	16	0,0	2,9	2,9	8,9	8,9	8,9	8,9	14,9	14,9	14,9	14,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9
PUERTO MONTT	60	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
PUERTO VARAS	40	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
PURRANQUE	21	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6

Tabla 39. Escenario Optimista - Cargabilidad de PMGD por subestación zonal (sin demanda).

		Escenario Optimista																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
ÑUBLE	Cap. TR [MVA]																					
CHILLAN	85	11%	42%	53%	64%	74%	74%	85%	85%	95%	95%	106%	106%	106%	116%	116%	116%	127%	127%	127%	138%	138%
COCHARCAS	21,2	27%	56%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
HUALTE	14	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
QUIRIHUE	10	0%	0%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
SAN CARLOS	18,7	16%	16%	25%	25%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%
SAN GREGORIO	10	60%	60%	60%	60%	72%	72%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	96%	96%	96%	108%	108%	108%	120%	120%
SANTA ELISA	8	35%	35%	73%	73%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%
SANTA ELVIRA	50	0%	0%	18%	18%	15%	15%	21%	21%	21%	27%	27%	27%	33%	33%	33%	36%	36%	36%	36%	39%	39%
TRES ESQUINAS	18	83%	83%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	133%	133%	133%	150%	150%	150%	150%	167%	167%
BÍO BÍO	Cap. TR [MVA]																					
ANDALIEN	50	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
CABRERO	32	8%	55%	55%	83%	83%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	121%	121%	139%	139%	139%	158%	158%
CARAMPANGUE	15,2	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%
CENTRAL PANGUE	5	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%
DUQUECO	30	5%	5%	5%	14%	14%	14%	24%	24%	24%	34%	34%	34%	34%	34%	44%	44%	44%	44%	54%	54%	54%
EL AVELLANO	41	28%	28%	28%	50%	50%	57%	57%	57%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	79%	79%	79%	79%	94%	94%	94%
LEBU	10	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%
LOMA COLORADA	25	14%	14%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
LOS ANGELES (TRANSNET)	55	6%	6%	22%	22%	39%	39%	39%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
MAMPIL	30	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
NEGRETE	16	77%	77%	77%	53%	68%	68%	83%	83%	83%	91%	91%	91%	91%	91%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
PENCO	10	30%	30%	30%	30%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
PICOLTUE	30	17%	17%	17%	17%	67%	67%	87%	87%	87%	107%	107%	107%	107%	117%	117%	117%	117%	117%	117%	127%	127%
TOME	10	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%
TRES PINOS	20,2	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%
ARAUCANÍA	Cap. TR [MVA]																					
ANGOL	42	0%	0%	0%	21%	21%	36%	36%	50%	50%	50%	64%	64%	64%	64%	71%	71%	71%	71%	79%	79%	79%
CURACAUTIN	16	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%
ENLACE IMPERIAL	16	0%	0%	0%	0%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%
LAUTARO	32,25	17%	17%	7%	7%	18%	18%	18%	25%	25%	25%	25%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%
LICANCO	16	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%
LOS SAUCES	16	0%	0%	0%	0%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%
PITRUFQUEN	40	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
VILLARRICA	30	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%

Tabla 40. Escenario Optimista - Cargabilidad de PMGD por subestación zonal (sin demanda).

		Escenario Optimista																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>DE LOS RÍOS</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CENTRAL PILMAIQUEN	10,2	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%
CHIRRE	16	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%
LA UNION	42	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
PANGUIPULLI	32	18%	18%	24%	24%	24%	30%	30%	30%	36%	36%	36%	43%	43%	43%	43%	46%	46%	46%	46%	49%	49%
PICHIRROPULLI	15	21%	21%	21%	47%	47%	47%	47%	60%	60%	60%	60%	73%	73%	73%	73%	87%	87%	87%	87%	100%	100%
<b>DE LOS LAGOS</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
AIHUAPI	12	79%	104%	104%	129%	129%	145%	145%	145%	145%	162%	162%	162%	162%	170%	170%	170%	170%	170%	179%	179%	179%
ANCUD	16	0%	0%	0%	56%	56%	56%	56%	94%	94%	94%	94%	131%	131%	131%	131%	169%	169%	169%	169%	206%	206%
CHONCHI	30	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%
MELIPULLI	120	6%	6%	6%	12%	12%	12%	12%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	17%	17%	17%	17%	17%	19%	19%	19%
OSORNO	90	0%	0%	0%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
PICHIL	16	0%	18%	18%	56%	56%	56%	56%	93%	93%	93%	93%	112%	112%	112%	112%	112%	112%	112%	112%	112%	112%
PUERTO MONTT	60	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
PUERTO VARAS	40	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
PURRANQUE	21	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%

**Tabla 41. Escenario Pesimista - Proyección Potencia instalada de PMGD por subestación zonal (sin demanda).**

		Escenario Pesimista																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>ÑUBLE</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CHILLAN	85	9,0	18,0	24,0	27,0	30,0	33,0	33,0	36,0	36,0	39,0	39,0	42,0	42,0	42,0	45,0	45,0	45,0	48,0	48,0	48,0	51,0
COCHARCAS	21,2	5,8	5,8	8,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
HUALTE	14	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
QUIRIHUE	10	0,0	0,0	0,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
SAN CARLOS	18,7	3,0	3,0	3,0	6,0	6,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
SAN GREGORIO	10	6,0	6,0	6,0	9,0	9,0	12,0	12,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	18,0	18,0	18,0	21,0	21,0	21,0	24,0
SANTA ELISA	8	2,8	2,8	2,8	5,8	5,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
SANTA ELVIRA	50	0,0	0,0	0,0	3,0	3,0	6,0	6,0	9,0	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	15,0	15,0	15,0	18,0	18,0	18,0	21,0	21,0
TRES ESQUINAS	18	15,0	15,0	15,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	21,0	21,0	21,0	24,0	24,0	24,0	27,0	27,0
<b>BÍO BÍO</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ANDALIEN	50	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
CABRERO	32	2,6	11,6	14,6	14,6	17,6	17,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	23,6	23,6	26,6	26,6	29,6	29,6
CARAMPANGUE	15,2	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
CENTRAL PANGUE	5	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
DUQUECO	30	1,6	1,6	1,6	1,6	4,2	4,2	4,2	7,2	7,2	7,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	13,2	13,2	13,2	13,2	16,2	16,2
EL AVELLANO	41	11,5	11,5	11,5	11,5	14,5	14,5	17,5	17,5	17,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	23,5	23,5	23,5	23,5	26,5	26,5
LEBU	10	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3
LOMA COLORADA	25	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
LOS ANGELES (TRANSNET)	55	3,3	3,3	3,3	6,3	6,3	9,3	9,3	9,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
MAMPIL	30	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
NEGRETE	16	12,3	12,3	12,3	12,3	15,3	18,3	18,3	21,3	21,3	21,3	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3
PENCO	10	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
PICOLTUE	30	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	11,2	11,2	14,2	14,2	14,2	17,2	17,2	17,2	17,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	23,2	23,2
TOME	10	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
TRES PINOS	20,2	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
<b>ARAUCANÍA</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
ANGOL	42	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	3,0	6,0	6,0	9,0	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	12,0	15,0	15,0	15,0	15,0	18,0	18,0
CURACAUTIN	16	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
ENLACE IMPERIAL	16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
LAUTARO	32,25	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	8,6	8,6	8,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6
LICANCO	16	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7
LOS SAUCES	16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
PITRUFQUEN	40	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
VILLARRICA	30	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9

**Tabla 42. Escenario Pesimista - Proyección Potencia instalada de PMGD por subestación zonal (sin demanda).**

		Escenario Pesimista																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>DE LOS RÍOS</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CENTRAL PILMAIQUEN	10,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
CHIRRE	16	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
LA UNION	42	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
PANGUIPULLI	32	5,6	5,6	5,6	6,1	6,1	6,1	6,6	6,6	6,6	7,1	7,1	7,1	7,6	7,6	7,6	7,6	8,1	8,1	8,1	8,1	8,6
PICHIRROPULLI	15	3,2	3,2	3,2	3,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,7	6,7	6,7	6,7	7,2	7,2	7,2	7,2	7,7	7,7	7,7	7,7	8,2
<b>DE LOS LAGOS</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
AIHUAPI	12	9,5	12,4	12,4	12,4	15,4	15,4	15,9	15,9	15,9	15,9	16,4	16,4	16,4	16,4	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	17,4
ANCUD	16	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	3,0	3,0	3,0	6,0	6,0	6,0	6,0	9,0	9,0	9,0	9,0	12,0	12,0	12,0	15,0	15,0
CHONCHI	30	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
MELIPULLI	120	6,8	6,8	6,8	6,8	9,8	9,8	9,8	9,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	12,8	12,8
OSORNO	90	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
PICHIL	16	0,0	2,9	2,9	2,9	5,9	5,9	5,9	5,9	8,9	8,9	8,9	8,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
PUERTO MONTT	60	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
PUERTO VARAS	40	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
PURRANQUE	21	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6



Tabla 43. Escenario Pesimista - Cargabilidad de PMGD por subestación zonal (sin demanda).

		Escenario Pesimista																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
ÑUBLE	Cap. TR [MVA]																					
CHILLAN	85	11%	21%	28%	32%	35%	39%	39%	42%	42%	46%	46%	49%	49%	49%	53%	53%	53%	56%	56%	56%	60%
COCHARCAS	21,2	27%	27%	42%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%
HUALTE	14	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
QUIRIHUE	10	0%	0%	0%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
SAN CARLOS	18,7	16%	16%	6%	12%	12%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
SAN GREGORIO	10	60%	60%	24%	36%	36%	48%	48%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	72%	72%	72%	84%	84%	84%	96%
SANTA ELISA	8	35%	35%	35%	73%	73%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%
SANTA ELVIRA	50	0%	0%	0%	6%	3%	6%	6%	9%	9%	9%	12%	12%	12%	15%	15%	15%	18%	18%	18%	21%	21%
TRES ESQUINAS	18	83%	83%	83%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	117%	117%	117%	133%	133%	133%	150%	150%
BÍO BÍO	Cap. TR [MVA]																					
ANDALIEN	50	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
CABRERO	32	8%	36%	46%	46%	55%	55%	64%	64%	64%	64%	64%	64%	64%	64%	64%	74%	74%	83%	83%	93%	93%
CARAMPANGUE	15,2	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%
CENTRAL PANGUE	5	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%
DUQUECO	30	5%	5%	5%	5%	14%	14%	14%	24%	24%	24%	34%	34%	34%	34%	34%	44%	44%	44%	44%	54%	54%
EL AVELLANO	41	28%	28%	28%	28%	35%	35%	43%	43%	43%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	57%	57%	57%	57%	65%	65%
LEBU	10	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%	143%
LOMA COLORADA	25	14%	14%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
LOS ANGELES (TRANSNET)	55	6%	6%	6%	11%	11%	17%	17%	17%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%
MAMPIL	30	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
NEGRETE	16	77%	77%	77%	31%	38%	46%	46%	53%	53%	53%	61%	61%	61%	61%	61%	68%	68%	68%	68%	68%	68%
PENCO	10	30%	30%	30%	30%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
PICOLTUE	30	17%	17%	17%	17%	17%	37%	37%	47%	47%	47%	57%	57%	57%	57%	67%	67%	67%	67%	67%	77%	77%
TOME	10	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%
TRES PINOS	20,2	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%
ARAUCANÍA	Cap. TR [MVA]																					
ANGOL	42	0%	0%	0%	0%	7%	7%	14%	14%	21%	21%	21%	29%	29%	29%	29%	36%	36%	36%	36%	43%	43%
CURACAUTIN	16	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%
ENLACE IMPERIAL	16	0%	0%	0%	0%	0%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%
LAUTARO	32,25	17%	17%	7%	7%	7%	10%	10%	10%	14%	14%	14%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
LICANCO	16	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%
LOS SAUCES	16	0%	0%	0%	0%	0%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%
PITRUFQUEN	40	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
VILLARRICA	30	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%

**Tabla 44. Escenario Pesimista - Cargabilidad de PMGD por subestación zonal (sin demanda).**

		Escenario Pesimista																				
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<b>DE LOS RÍOS</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
CENTRAL PILMAIQUEN	10,2	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%
CHIRRE	16	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%
LA UNION	42	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
PANGUIPULLI	32	18%	18%	18%	19%	19%	19%	21%	21%	21%	22%	22%	22%	24%	24%	24%	24%	25%	25%	25%	25%	27%
PICHIRROPULLI	15	21%	21%	21%	21%	41%	41%	41%	41%	45%	45%	45%	48%	48%	48%	48%	48%	51%	51%	51%	51%	55%
<b>DE LOS LAGOS</b>	<b>Cap. TR [MVA]</b>																					
AIHUAPI	12	79%	104%	104%	104%	129%	129%	133%	133%	133%	133%	137%	137%	137%	137%	141%	141%	141%	141%	141%	141%	145%
ANCUD	16																					
CHONCHI	30	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%
MELIPULLI	120	6%	6%	6%	6%	8%	8%	8%	8%	9%	9%	9%	9%	9%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	11%	11%
OSORNO	90	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
PICHIL	16	0%	18%	18%	18%	37%	37%	37%	37%	56%	56%	56%	56%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%
PUERTO MONTT	60	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
PUERTO VARAS	40	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
PURRANQUE	21	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%

### 3.5 CONCLUSIONES

Los principales resultados obtenidos de la proyección de PMGD en el SEN durante el periodo 2020-2040 se indican a continuación:

- i. En relación al nuevo reglamento para medios de generación de pequeña escala “Decreto N°88/2020 del Ministerio de Energía” de fecha 8 de octubre de 2020, un aspecto importante a destacar es que no se identifican cambios para la evaluación conjunta de proyectos PMGD que se desarrollen en un mismo alimentador, con lo cual se podría reducir los costos de las obras adicionales, adecuaciones o ajustes necesarios para permitir su conexión, puesto que se evaluaría los requerimientos de la red de distribución para todos estos proyectos de manera simultánea, con lo cual se reducirían los tiempos de tramitación de estos y se evitaría las reiteradas adecuaciones de la red de distribución que resultan al evaluar cada proyecto de generación de manera individual.

Una alternativa para atender lo anterior podría ser que las empresas distribuidoras definan una cola única de atención para todas las solicitudes, donde los proyectos puedan decidir si entrar o no en la cola de atención, desistir o cambiar su punto de conexión en plazo acotado, luego en un plazo definido se encuentre la solución más eficiente, en base a criterios técnicos y económicos, y maximizar la oportunidad para que pueden conectarse todos los proyectos técnicamente factibles. En este caso, los costos asociados serían de cargo de los proyectos de generación a prorrata de su impacto.

- ii. Se destaca el incremento de la capacidad instalada de proyectos PMGD en el horizonte de evaluación del estudio, principalmente en la zona centro la cual comprende las regiones entre Valparaíso y Maule. En particular, durante el año 2020 la región de Maule fue la que tuvo el mayor crecimiento de capacidad instalada de proyectos PMGD en el SEN (118,1 MW), condición que se espera se mantenga para el año 2021.
- iii. Con respecto a la proyección de PMGD en las zonas evaluadas, en la zona norte las regiones que tendrán un mayor incremento de su capacidad instalada de generación será la tercera y cuarta región, mayoritariamente en base a recurso fotovoltaico. En la zona centro se espera un crecimiento significativo de nuevos proyectos en todas las regiones, especialmente en la séptima región, mientras que en la zona sur se vislumbran nuevos proyectos eólicos y un alto potencial de proyectos fotovoltaicos en el horizonte de evaluación, los cuales se irán materializando en mayor medida cuando los costos de la tecnología disminuyan y aumente la eficiencia de los paneles fotovoltaicos, lo cual les permitirá competir económicamente con proyectos de otras tecnologías.
- iv. En relación al estado actual de cargabilidad de PMGD de los transformadores zonales en las subestaciones evaluadas, se observa que en la cuarta, sexta y séptima región, existen transformadores que tienen proyectos PMGD conectados que superan

ampliamente la capacidad instalada de transformación, por lo que es probable que en el horizonte de evaluación del estudio aumente la inversión de flujos en estas subestaciones, desde distribución a transmisión en las horas de máxima inyección fotovoltaica. Se destacan las subestaciones Combarbalá (IV región), El Manzano (VI región), La Palma y Villa Alegre (VII región), donde la capacidad instalada de proyectos PMGD en relación con la capacidad de transformación se encuentra en un 238%, 144%, 146% y 159% respectivamente.

- v. En relación con la cargabilidad de PMGD en subestaciones zonales ubicadas en zonas de alto potencial de desarrollo de nuevos proyectos, se prevé que estas alcanzarán un aumento significativo de cargabilidad en un periodo cercano a los 5 años, con excepción de determinadas subestaciones donde no sea posible conseguir terrenos donde instalar nuevos proyectos o donde no exista factibilidad de conexión en distribución.
- vi. Los resultados expuestos en este estudio dan a conocer el alto potencial de proyectos PMGD en el SEN, principalmente en las zonas norte y centro evaluadas, donde actualmente en determinadas subestaciones zonales la capacidad instalada de proyectos PMGD sobrepasa la capacidad de transformación, existiendo inversión de flujo desde distribución a transmisión en las horas de máxima inyección fotovoltaica, situación que se verá incrementa en el horizonte de evaluación del estudio. Lo anterior, deja en evidencia que para incrementar la capacidad instalada de PMGD en determinadas regiones y subestaciones, resulta necesario incrementar la capacidad instalada de transformación, por lo que se sugiera que estas inversiones sean de cargo de el/los desarrollador(es) de proyectos de generación, para así evitar el traspaso de estos costos de inversión al cliente final.
- vii. Es importante tener en consideración que los PMGD sólo pagan las adecuaciones necesarias en distribución. Todos los costos derivados de ampliaciones o nuevas obras en transmisión zonal, producto de la conexión de PMGD/PMG son pagados directamente por los consumidores. Cabe destacar que esta ventaja la tienen todos los generadores del sistema, pequeños o grandes, porque ninguno de ellos paga por el uso que hacen de los sistemas de transmisión de uso público.
- viii. En las condiciones vigentes la cantidad de energía a generar por los PMGD no depende de la cantidad de energía que consuman los clientes. En efecto, si en uno o más puntos de los sistemas de distribución conectados al SEN disminuyera significativamente el consumo de energía y potencia, y al mismo tiempo existieran PMGD conectados en distribución, entonces los excedentes de generación PMGD deben ser transportados a otros puntos del sistema, a costo del cliente final.
- ix. Se sugiere que en el corto plazo las distribuidoras puedan licitar la instalación de PMGD como alternativa “non wire solution” y en competencia con soluciones de red, para seleccionar la solución de menor costo para el sistema y los clientes.

- x. En el corto plazo, tal vez una de las principales políticas en transmisión zonal sea mejorar el uso de la capacidad instalada en transformación AT/MT, mediante rotación de activos de alta capacidad y baja utilización, hacia otras zonas en que puedan utilizarse en mayor medida. En lugar de aumentar la capacidad de transformación en los puntos que fuese necesario.
- xi. En el corto y mediano plazo, para operar magnitudes importantes de generación distribuida será necesario definir la incorporación de operadores del sistema de distribución (DSO).
- xii. No se descarta que en el futuro cercano se pase de una conexión indiscriminada de proyectos PMGD/PMG, a la conexión de aquellos proyectos que efectivamente aporten beneficios superiores a sus costos y, lo más probable en base a licitaciones competitivas para instalarse en algunos lugares seleccionados del SEN.
- xiii. Por otra parte, la separación entre los roles de redes de distribución y comercialización de energía, sumada a una mayor penetración de generación distribuida, ha permitido en la experiencia internacional la evolución de nuevos modelos de negocio, como por ejemplo la agregación de generación distribuida y la generación para autoconsumo sin límite de potencia (en Chile el límite de autoconsumo es de 300 kW), estos dos nuevos modelos de negocio se traducen finalmente en una penetración importante de generación en techos solares, o detrás del medidor, en la matriz de generación.

## 4. PROYECCIÓN DE NET BILLING

### 4.1 ASPECTOS REGULATORIOS

Actualmente el Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo “Decreto N°57 del Ministerio de Energía” publicado en septiembre de 2020, permite a los usuarios finales sujetos a fijación de precios disponer para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o instalaciones de cogeneración eficientes de manera individual o colectiva, con una capacidad instalada máxima de 300 [kW]. Permitiendo descontar los cargos de suministro eléctrico de la facturación correspondiente al mes en el cual se realizaron las inyecciones de energía.

Para materializar un proyecto de este estilo, el usuario final tendrá que presentar una Solicitud de Conexión a la Red (SCR) a la empresa distribuidora local, entregado la información que se solicite, ajustándose a los plazos del proceso, debiendo incurrir en costos de adecuaciones en caso de ser requerido.

### 4.2 ESTADO ACTUAL NET BILLING

De acuerdo con la información provista por la SEC al Coordinador en junio de 2020, con los antecedentes de los proyectos Net Billing inscritos en la SEC mediante trámite TE4, la capacidad instalada en el SEN a junio de 2020 es de 56,7 MW, los cuales se encuentra distribuidos en regiones, tanto a nivel residencial como comercial/industrial, tal como se observa en las siguientes figuras.

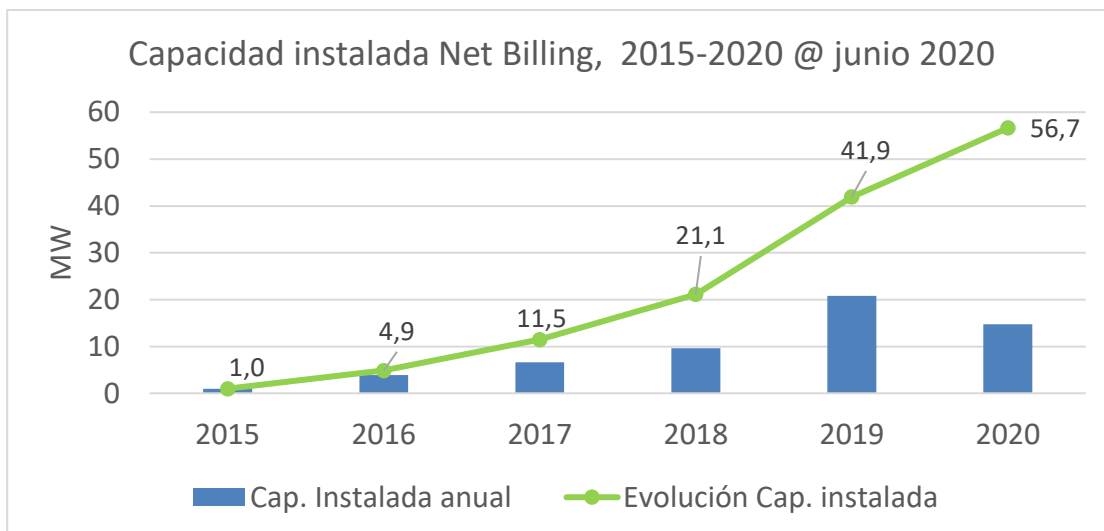
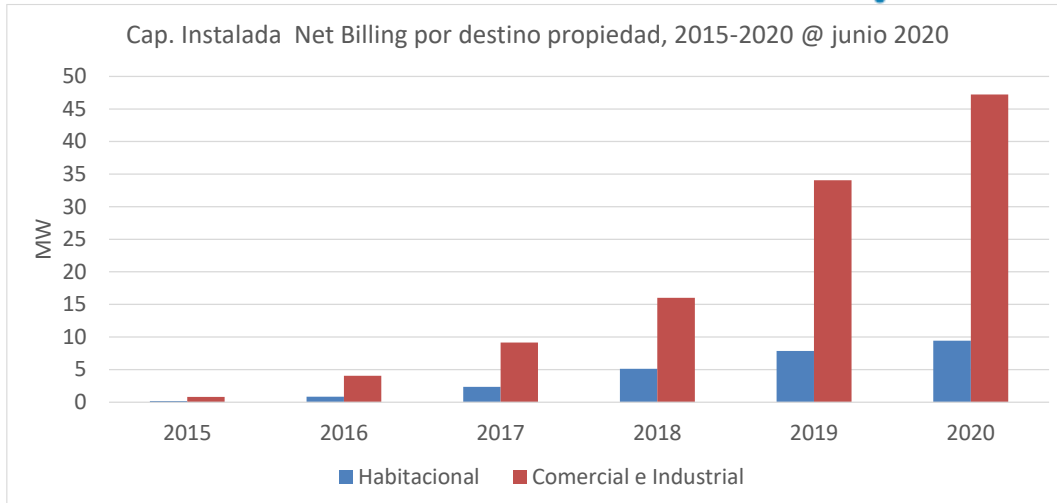
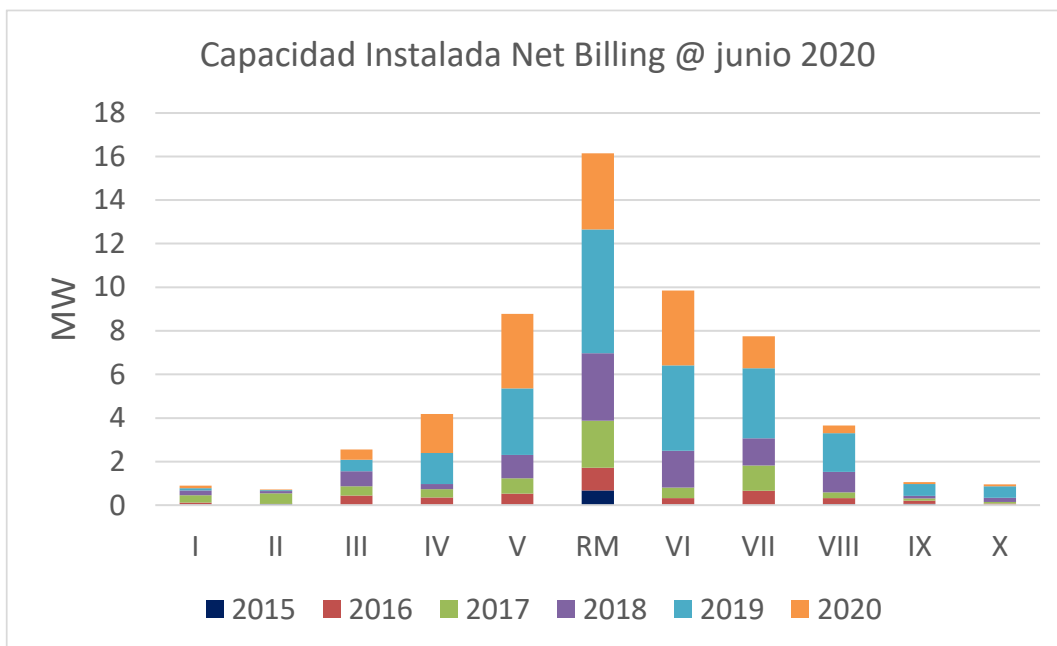


Figura 19. Capacidad instalada de proyectos Net Billing a junio 2020.



**Figura 20. Capacidad instalada de proyectos Net Billing a junio 2020, por destino de propiedad.**



**Figura 21. Capacidad instalada de proyectos Net Billing por región a junio de 2020.**

Adicional a lo anterior, se destaca que la tecnología fotovoltaica es la predominante en los proyectos Net Billing que hoy se encuentran en servicio, con un 99,8% de la capacidad instalada del SEN, motivo por el cual la proyección de Net Billing en el horizonte de evaluación se realiza exclusivamente en base a proyectos fotovoltaicos.

### 4.3 COSTOS DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

Un aspecto relevante para la proyección de Net Billing en el SEN corresponde al costo de los sistemas fotovoltaicos, puesto que dependiendo de su valor y del periodo de recuperación de la inversión, el cliente final tomará la opción de instalar un techo solar o desplazar su inversión.

Con el propósito de dar a conocer el costo de los paneles fotovoltaicos comercializados en Chile al año 2019<sup>10</sup>, a continuación, se presenta una tabla resumen con los costos de proyectos fotovoltaicos llave en mano para diferentes rangos de potencia instalada. Esta información da cuenta de los valores mínimos y máximos ofertados por diferentes empresas desarrolladoras “n” a las cuales se le solicitó los costos de ventas para el desarrollo del estudio realizado por GIZ.

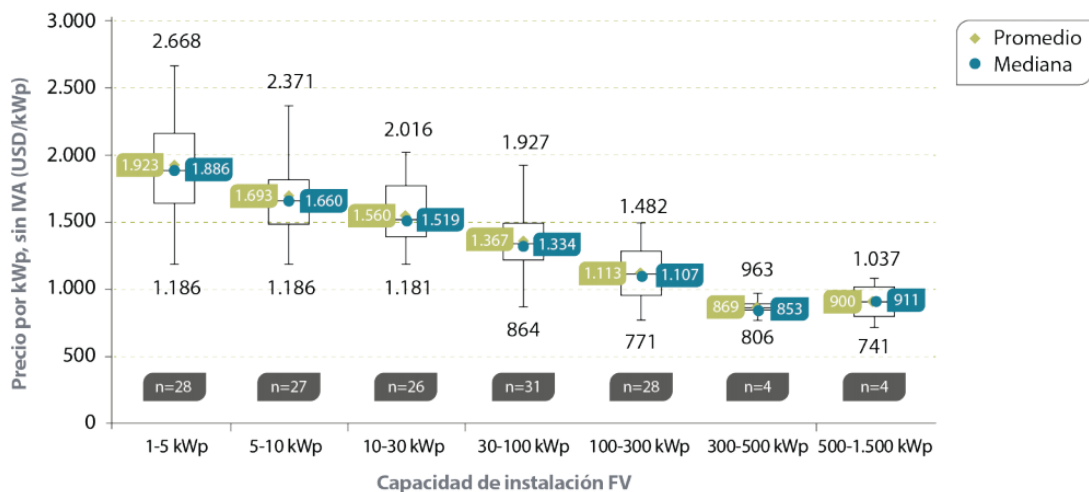


Figura 22. Costos de proyectos fotovoltaicos Net Billing en Chile, año 2019.

De la figura anterior se observa que existe una gran cantidad de empresas desarrolladoras de proyectos fotovoltaicos en el rango de 1 y 300 [kW], las cuales participaron del estudio desarrollado por la GIZ y se encuentran dentro del rango de potencia máxima establecido en el reglamento de generación de autoconsumo “Decreto N°57/2020 del Ministerio de Energía”. Además, se observa bastante dispersión entre los costos ofertados por las empresas en un mismo rango de potencia y una reducción significativa en los costos a medida que aumentan el rango de potencia instalada de los proyectos a desarrollar.

Adicionalmente, en el mismo estudio de la GIZ se comparan los costos de proyectos fotovoltaicos durante los años 2018 y 2019, existiendo una disminución anual de un 9,8% y 11,2% en proyectos que se encuentran en el rango de potencia entre 1-5 [kW] y 5-10 [kW] respectivamente. En base a esta información y considerando la reducción sostenida de los precios de esta tecnología, se espera

<sup>10</sup> Información obtenida del Informe “Índice de Precios de Sistemas Fotovoltaicos conectados a la red de distribución comercializados en Chile” publicado por GIZ y el Ministerio de Energía.



que en los próximos años su valor continúe a la baja, lo cual beneficiará a los clientes que adopten esta solución de suministro de energía.

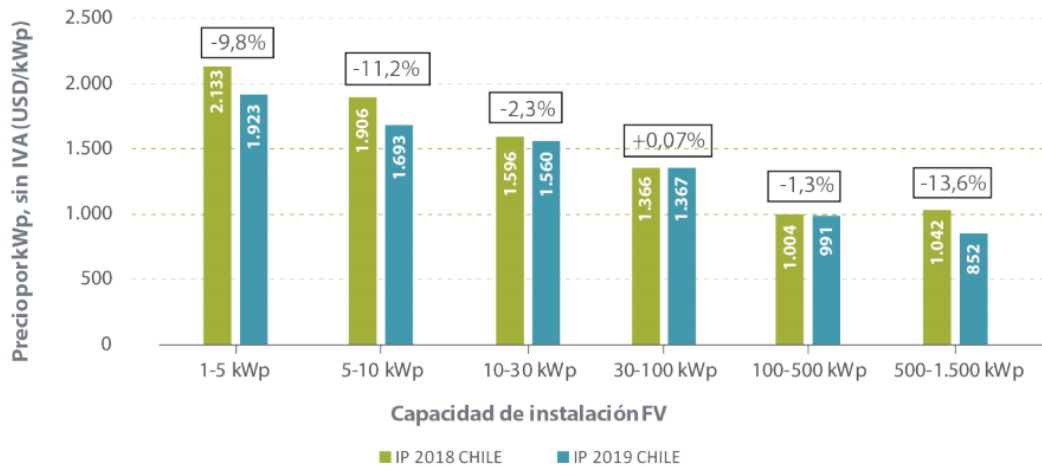


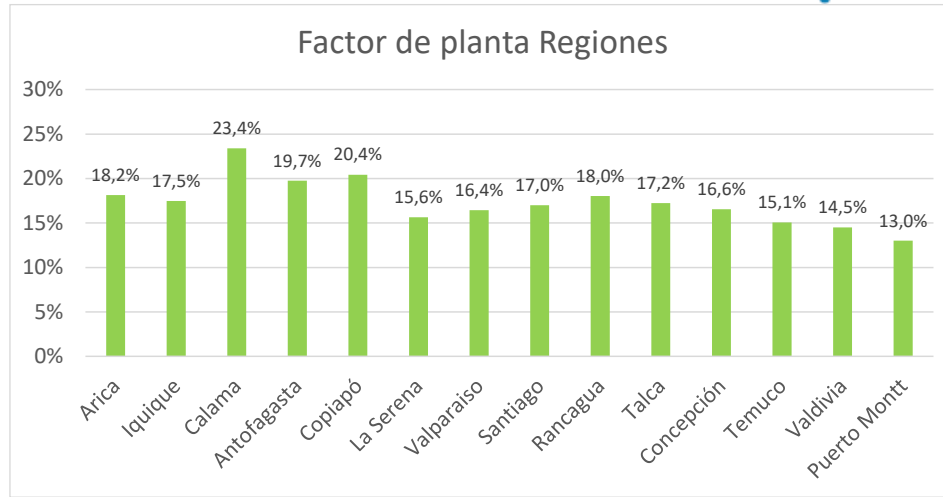
Figura 23. Costos de proyectos fotovoltaicos Net Billing en Chile, años 2018 y 2019.<sup>11</sup>

#### 4.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA NET BILLING

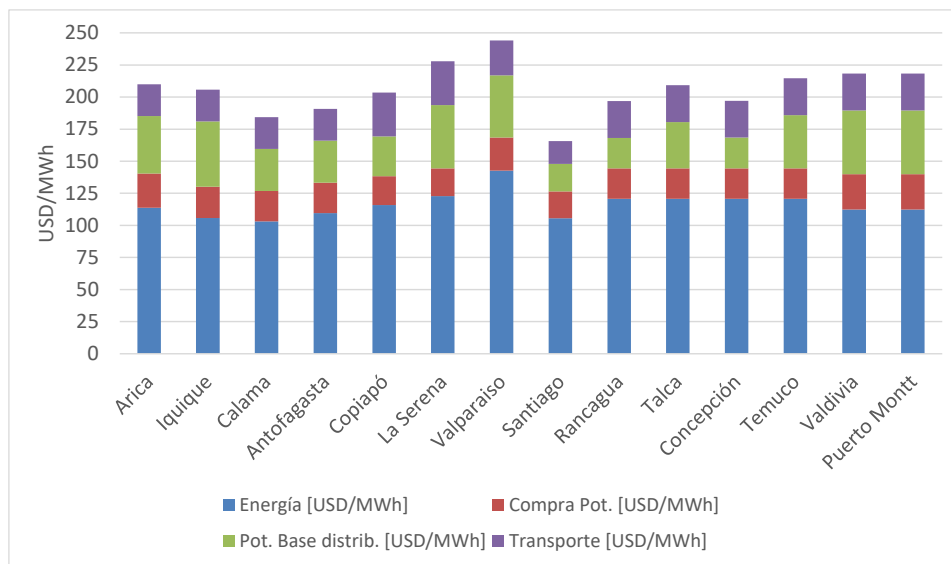
Con motivo de determinar la conveniencia económica de un proyecto Net Billing, a continuación, se presentan los resultados de una evaluación realizada en regiones, para diferentes rangos de potencia instalada. En esta evaluación, se utilizó el valor promedio del costo de proyectos fotovoltaicos informados por las empresas desarrolladoras en el informe de la GIZ antes expuesto, mientras que los factores de planta por región se obtuvieron del sitio web del Explorador Solar. Además, para efectos de determinar la conveniencia económica en las evaluaciones “sin proyecto” y “con proyecto”, se obtuvieron los costos de suministro eléctrico por región obtenido de los sitios web de las empresas distribuidoras locales y el costo de desarrollo de la tecnología fotovoltaica en proyectos Net Billing, con lo cual es posible comparar el costo de suministro eléctrico que se paga a nivel residencial versus el costo de producir la energía mediante la instalación de techos solares.

Adicionalmente, para efecto de simplificar los cálculos se consideró que la energía generada por los paneles fotovoltaicos se consume en un 100%, no existiendo excedentes de energía a la red de distribución. A continuación, se presenta el factor de planta por región, los costos de suministro eléctrico de las empresas distribuidoras y el costo de desarrollo de los techos solares por región.

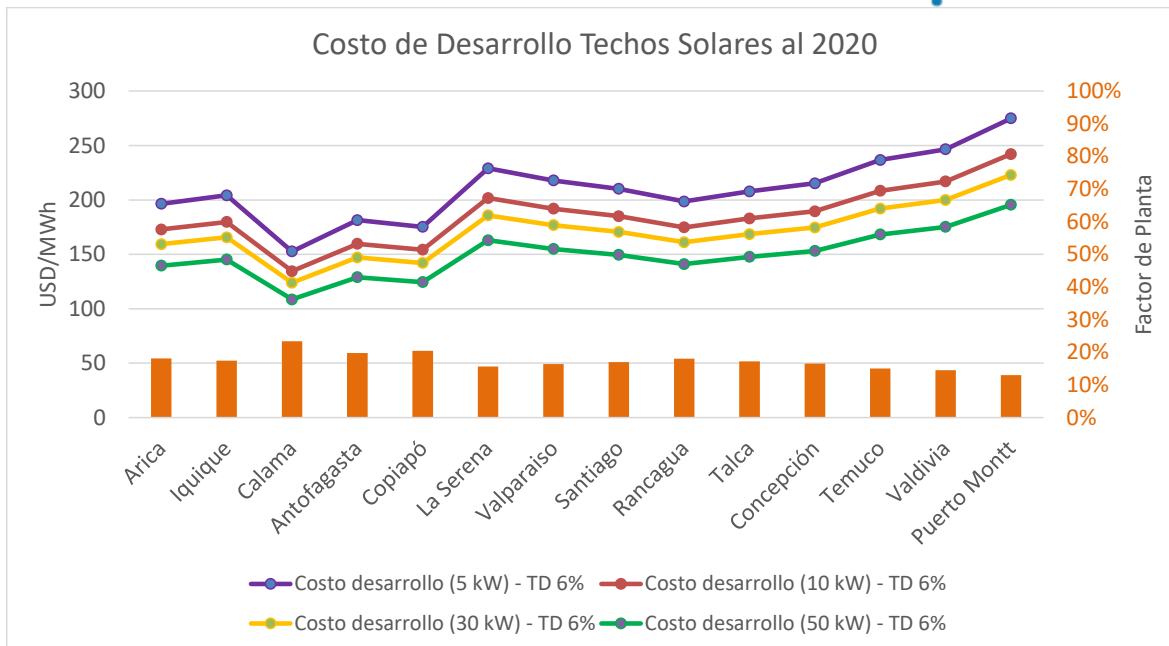
<sup>11</sup> Información obtenida del Informe “índice de Precios de Sistemas Fotovoltaicos conectados a la red de distribución comercializados en Chile” publicado por GIZ y el Ministerio de Energía.



**Figura 24. Factor de planta proyecto fotovoltaico en zonas evaluadas (Fuente: Explorador Solar).**



**Figura 25. Costos de suministro eléctrico tarifa BT2 en las zonas evaluadas (año 2020).**



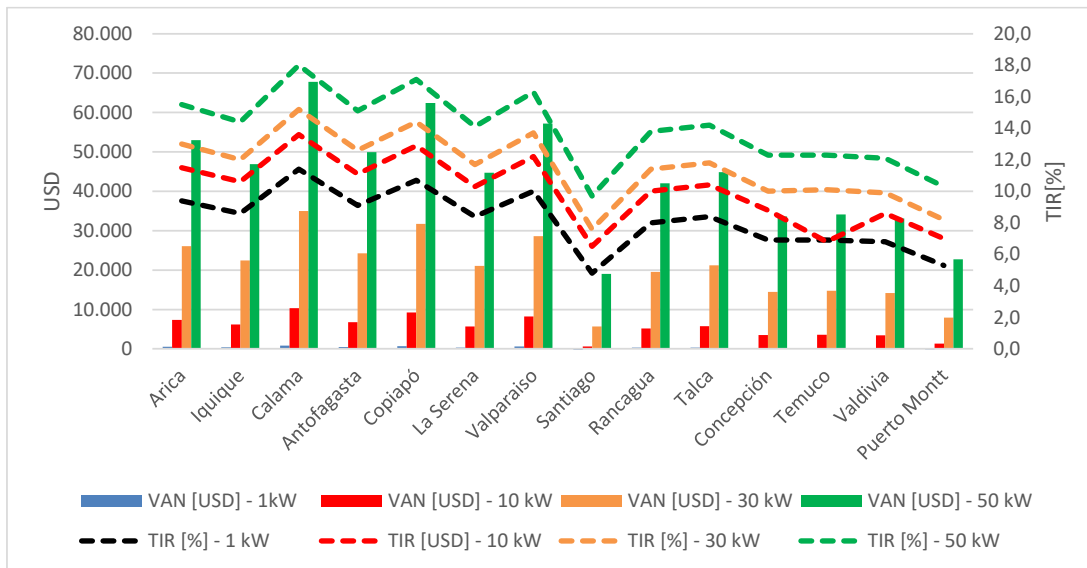
**Figura 26. Costos de desarrollo proyectos fotovoltaicos Net Billing al año 2020.**

Tal como se observa en la tabla anterior, el menor valor de suministro [USD/MWh] a los usuarios finales se encuentra en la región Metropolitana, mientras que el mayor valor corresponde a la región de Valparaíso. Esta información es relevante al momento de realizar la evaluación económica, puesto que aquellos sectores que posean elevados costos de suministro tendrán periodos de recuperación de la inversión menor, considerando evaluaciones que se realicen bajo un mismo factor de planta.

A continuación, se presenta una tabla resumen con el resultado de la evaluación económica, donde se observa que un proyecto fotovoltaico de 1 [kW], considerando una tasa de descuento de un 6% posee un periodo de recuperación de inversión entre 8 y 11 años, mientras que a medida que se aumenta la capacidad instalada del proyecto, el VAN y TIR se incrementan, producto de la disminución de los costos unitarios de la potencia instalado (economía de escala).

**Tabla 45. Resultados evaluación económica Net Billing.**

	Factor Planta	1 kW			10 kW			30 kW			50 kW		
		VAN [USD]	TIR [%]	Payback	VAN [USD]	TIR [%]	Payback	VAN [USD]	TIR [%]	Payback	VAN [USD]	TIR [%]	Payback
Arica	18,2%	511	9,4	8	7.379	11,5	8	26.070	13,0	7	52.961	15,5	6
Iquique	17,5%	390	8,6	9	6.162	10,6	8	22.419	12,0	7	46.877	14,4	6
Calama	23,4%	808	11,4	8	10.346	13,6	7	34.970	15,2	6	67.795	18,0	5
Antofagasta	19,7%	450	9,1	9	6.777	11,1	7	24.235	12,6	7	49.903	15,1	6
Copiapó	20,4%	700	10,7	8	9.264	12,9	7	31.724	14,4	6	62.384	17,1	6
La Serena	15,6%	346	8,4	9	5.723	10,3	8	21.102	11,7	8	44.682	14,1	7
Valparaíso	16,4%	595	10,0	8	8.221	12,2	7	28.595	13,7	7	57.170	16,3	6
Santiago	17,0%	-168	4,8	--	588	6,5	11	5.698	7,6	10	19.009	9,7	8
Rancagua	18,0%	293	8,0	10	5.193	10	8	19.513	11,4	8	42.034	13,8	7
Talca	17,2%	349	8,4	9	5.754	10,4	8	21.194	11,8	7	44.834	14,2	6
Concepción	16,6%	125	6,9	10	3.516	8,8	9	14.480	10,0	8	33.644	12,3	7
Temuco	15,1%	134	6,9	10	3.605	6,8	9	14.748	10,1	8	34.092	12,3	7
Valdivia	14,5%	114	6,8	11	3.409	8,6	9	14.160	9,9	8	33.112	12,1	7
Puerto Montt	13,0%	-94,0	5,3	--	1.331	7,0	10	7.926	8,2	10	22.721	10,3	8



**Figura 27. Resultados evaluación económica Net Billing.**

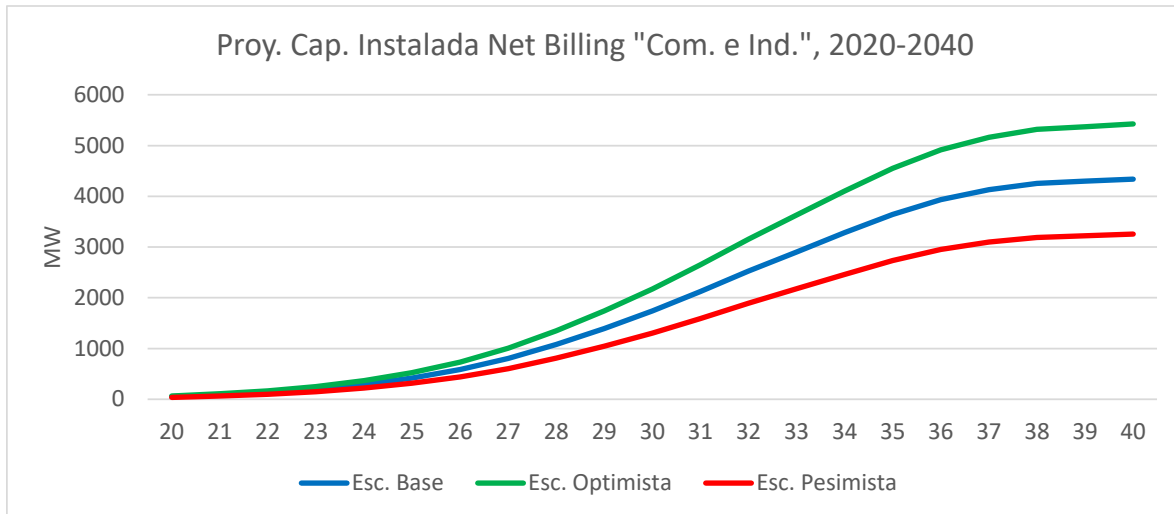
De acuerdo con el gráfico anterior, gran parte de las zonas evaluadas presentan una evaluación económica favorable, lo cual demuestra la conveniencia económica de realizar este tipo de proyectos. Un aspecto importante a tener en consideración corresponde al periodo de recuperación de inversión, los cuales fluctúan entre 8 y 11 años para proyectos de menor escala, mientras que para proyectos fotovoltaicos en el rango entre 30 y 50 [kW] se puede obtener un payback entre 5 a 7 años en las zonas centro-norte del país.

Adicional a lo expuesto previamente, es importante tener en consideración el apalancamiento económico que pueden conseguir los usuarios residenciales que opten a soluciones fotovoltaicas y postulen al programa “Casa Solar” impulsado por el Ministerio de Energía y la Agencia de Sostenibilidad Energética, donde es posible adquirir un sistema fotovoltaico a menor costo, con un descuento promedio de un 20% por compra agregada y un cofinanciamiento de un 50% de la inversión según el evaluó fiscal de la propiedad. Esta opción, sin duda disminuye la carga financiera del proyecto y reduce el periodo de recuperación de inversión.

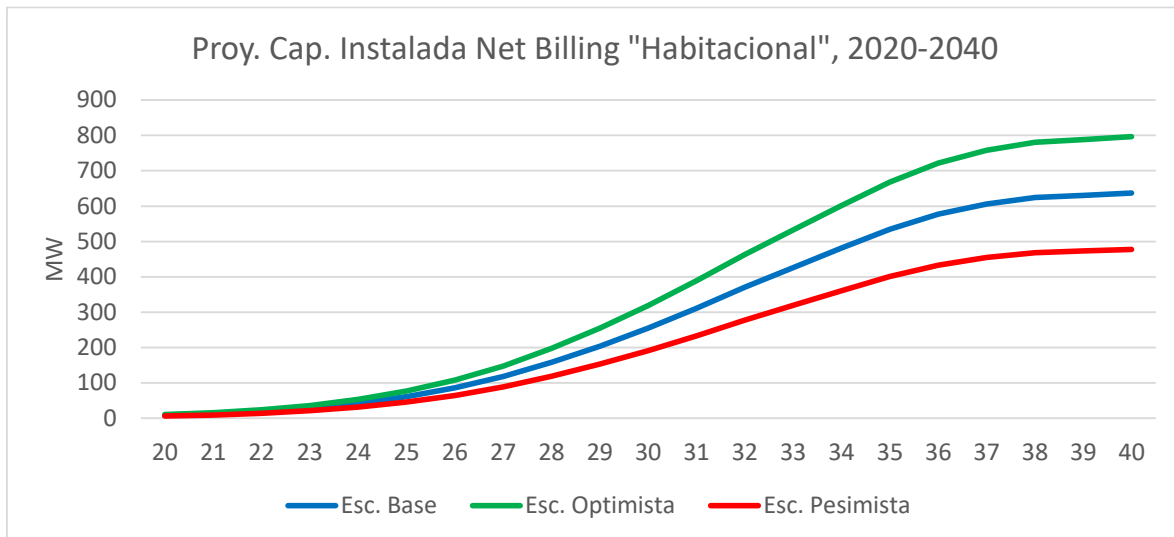
Con la información antes expuesta, a continuación, se presenta la proyección de Net Billing en el SEN para los diferentes escenarios evaluados.

#### 4.5 PROYECCIÓN NET BILLING

A continuación, se presenta la proyección de capacidad instalada Net Billing durante el periodo 2020-2040, para los sectores comercial e industrial y habitacional.



**Figura 28. Capacidad instalada Net Billing en sector comercial e industrial, periodo 2020-2040.**



**Figura 29. Capacidad instalada Net Billing en sector habitacional, periodo 2020-2040.**

#### 4.6 CONCLUSIONES

Los principales resultados obtenidos de la proyección de Net Billing en el SEN durante el periodo 2020-2040 se indican a continuación:

- i. Considerando la reducción anual de los costos de paneles fotovoltaicos que se ha visto en el último tiempo, se espera un aumento significativo de la capacidad instalada de proyectos Net Billing en el SEN en los próximos 20 años, condición que podría significar una reducción de la demanda en los sistemas de transmisión zonal, en las horas de inyección de este tipo de tecnología.
- ii. Al incluir generación en techos solares, especialmente en sectores industriales y comerciales, esta generación se contrarresta con la demanda de la zona, lo cual equivale a una disminución de la demanda equivalente. En efecto, esta situación podría aumentar los flujos originados por la inyección de proyectos PMGD desde distribución hacia transmisión zonal.
- iii. En relación con los resultados de la evaluación económica de proyectos Net Billing en regiones, se observan retornos de inversión positivos en gran parte de las regiones evaluadas, lo cual da cuenta de la factibilidad de realizar este tipo de proyectos en los sectores residencial y comercial/industrial respectivamente, obteniendo mejores resultados económicos en la medida que la capacidad instalada del proyecto a desarrollar sea mayor.
- iv. Para aquellos usuarios residenciales que decidan instalar paneles fotovoltaicos en sus residencias, se sugiere postular al programa “Techo Solar” impulsado por el Ministerio de Energía y la Agencia de Sostenibilidad Energético, lo cual les permitirá adquirir un sistema fotovoltaico a menor costo, con un descuento promedio de un 20% por compra agregada y un cofinanciamiento de un 50% de la inversión según el evaluó fiscal de la propiedad.

## 5. ANEXOS

### 5.1 ANEXO 1

PMGD que se encuentran en operación, en puesta en servicio y declarados en construcción a septiembre de 2020:

Región	Subestación	Tecnología	Nombre PMGD	Estado	PES	MW
ARICA Y PAR.	CHAPIQUIÑA	HIDROELÉCTRICA	COSAPILLA	OPERATIVA	2020	0,5
TARAPACÁ	ALTO HOSPICIO	HIDROELÉCTRICA	ALTO HOSPICIO	OPERATIVA	2010	1,1
TARAPACÁ	ALTO HOSPICIO	HIDROELÉCTRICA	EL TORO N°2	OPERATIVA	2010	1,1
TARAPACÁ	ALTO HOSPICIO	HIDROELÉCTRICA	SANTA ROSA	OPERATIVA	2015	1,3
TARAPACÁ	CERRO DRAGON	HIDROELÉCTRICA	CAVANCHA	OPERATIVA	2010	2,6
TARAPACÁ	LAGUNAS	FOTOVOLTAICO	BELLAVISTA 1	OPERATIVA	2019	9,0
TARAPACÁ	PALAFITOS	DIESEL	ESTANDARTES	OPERATIVA	2018	6,3
TARAPACÁ	PALAFITOS	DIESEL	ZOFRI	OPERATIVA	2018	5,8
TARAPACÁ	POZO ALMONTE	FOTOVOLTAICO	PAS1	OPERATIVA	2015	9,0
TARAPACÁ	POZO ALMONTE	FOTOVOLTAICO	TAMARUGO	DEC. CONSTRUCCIÓN	2020	3,0
TARAPACÁ	TAMARUGAL	FOTOVOLTAICO	LOS PUQUIOS	OPERATIVA	2015	3,0
TARAPACÁ	TAMARUGAL	FOTOVOLTAICO	PICA	OPERATIVA	2016	0,6
ANTOFAGASTA	CALAMA	FOTOVOLTAICO	CALAMA SOLAR	OPERATIVA	2017	9,0
ANTOFAGASTA	CALAMA	FOTOVOLTAICO	SAN JUAN SOLAR II	DEC. CONSTRUCCIÓN	2020	9,0
ANTOFAGASTA	CALAMA	FOTOVOLTAICO	VICTORIA	OPERATIVA	2020	9,0
ATACAMA	CERRILLOS	FOTOVOLTAICO	LAS TERRAZAS	OPERATIVA	2014	3,0
ATACAMA	DIEGO DE ALMAGRO	FOTOVOLTAICO	DIEGO DE ALMAGRO SOLAR	OPERATIVA	2018	8,0
ATACAMA	EL SALADO	FOTOVOLTAICO	COVADONGA	OPERATIVA	2020	9,0
ATACAMA	HERNAN FUENTES	FOTOVOLTAICO	PFV EL ÑANDÚ	DEC. CONSTRUCCIÓN	2020	3,0
ATACAMA	HERNAN FUENTES	FOTOVOLTAICO	VALLE SOLAR ESTE II	OPERATIVA	2019	9,0
ATACAMA	HERNAN FUENTES	FOTOVOLTAICO	VALLE SOLAR OESTE II	OPERATIVA	2019	9,0
ATACAMA	INCAHUASI	FOTOVOLTAICO	PUNTA BAJA SOLAR	OPERATIVA	2019	2,0
ATACAMA	INCAHUASI	FOTOVOLTAICO	SANTA CECILIA	OPERATIVA	2013	3,0
ATACAMA	LOS LOROS	FOTOVOLTAICO	CACHUYUO SOLAR II	OPERATIVA	2019	9,0
ATACAMA	LOS LOROS	FOTOVOLTAICO	HORNITOS	OPERATIVA	2013	0,3
ATACAMA	LOS LOROS	FOTOVOLTAICO	MALAQUITA SOLAR II	OPERATIVA	2019	9,0
COQUIMBO	COMBARBALA	FOTOVOLTAICO	EL SALITRAL	EN PRUEBAS	2020	8,4
COQUIMBO	COMBARBALA	FOTOVOLTAICO	LOMAS COLORADAS	OPERATIVA	2014	2,0
COQUIMBO	COMBARBALA	FOTOVOLTAICO	PAMA	OPERATIVA	2014	2,0
COQUIMBO	ILLAPEL	FOTOVOLTAICO	BELLAVISTA	OPERATIVA	2016	3,0
COQUIMBO	ILLAPEL	FOTOVOLTAICO	CANELILLO	EN PRUEBAS	2020	2,5
COQUIMBO	ILLAPEL	FOTOVOLTAICO	CANESA SOLAR	OPERATIVA	2019	3,0
COQUIMBO	ILLAPEL	FOTOVOLTAICO	COCINILLAS	EN PRUEBAS	2020	2,5
COQUIMBO	ILLAPEL	FOTOVOLTAICO	CUZ CUZ	OPERATIVA	2017	3,0
COQUIMBO	ILLAPEL	FOTOVOLTAICO	ILLAPEL 5X	OPERATIVA	2019	3,0
COQUIMBO	MARQUESA	FOTOVOLTAICO	LAS ROJAS	OPERATIVA	2019	3,0
COQUIMBO	MARQUESA	FOTOVOLTAICO	LLANOS DE POTROSO	OPERATIVA	2020	9,0
COQUIMBO	MARQUESA	HIDROELÉCTRICA	PUCLARO	OPERATIVA	2008	5,6
COQUIMBO	MONTE PATRIA	DIESEL	MONTE PATRIA	OPERATIVA	2007	9,0
COQUIMBO	MONTE PATRIA	FOTOVOLTAICO	PMGD FV LAS MAJADAS	DEC. CONSTRUCCIÓN	2020	9,0
COQUIMBO	MONTE PATRIA	HIDROELÉCTRICA	LA PALOMA	OPERATIVA	2010	4,6
COQUIMBO	OVALLE	FOTOVOLTAICO	ALTURAS DE OVALLE	OPERATIVA	2016	6,0
COQUIMBO	OVALLE	FOTOVOLTAICO	AMPARO DEL SOL	OPERATIVA	2018	3,0
COQUIMBO	OVALLE	FOTOVOLTAICO	LA CHAPEANA	OPERATIVA	2016	2,9
COQUIMBO	OVALLE	FOTOVOLTAICO	LA CHIMBA BIS	OPERATIVA	2020	2,8
COQUIMBO	OVALLE	FOTOVOLTAICO	LAGUNILLA	OPERATIVA	2016	3,0
COQUIMBO	OVALLE	FOTOVOLTAICO	LAS MOLLACAS	OPERATIVA	2016	2,9
COQUIMBO	OVALLE	FOTOVOLTAICO	PMGD FV OVALLE NORTE	DEC. CONSTRUCCIÓN	2020	9,0
COQUIMBO	OVALLE	FOTOVOLTAICO	SANTA CLARA	OPERATIVA	2019	2,8
COQUIMBO	OVALLE	FOTOVOLTAICO	TALHUÉN	OPERATIVA	2018	3,0
COQUIMBO	PUNITAQUI	DIESEL	PUNITAQUI	OPERATIVA	2007	9,0
COQUIMBO	PUNITAQUI	FOTOVOLTAICO	EL DIVISADERO	OPERATIVA	2016	3,0
COQUIMBO	QUERO	DIESEL	CONCHALÍ	OPERATIVA	2019	3,0

Región	Subestación	Tecnología	Nombre PMGD	Estado	PES	MW
COQUIMBO	QUERO	DIESEL	EL FARO	OPERATIVA	2020	3,0
COQUIMBO	QUERO	DIESEL	RAMADILLA	OPERATIVA	2018	3,0
COQUIMBO	QUERO	FOTOVOLTAICO	NORTE CHICO	OPERATIVA	2019	2,0
COQUIMBO	QUERO	FOTOVOLTAICO	PLANTA FV CARACAS I	DEC. CONSTRUCCIÓN	2021	9,0
COQUIMBO	SALAMANCA	FOTOVOLTAICO	CHALINGA SOLAR	OPERATIVA	2019	3,0
COQUIMBO	SALAMANCA	FOTOVOLTAICO	CHUCHIÑI	OPERATIVA	2016	2,9
COQUIMBO	VICUÑA	FOTOVOLTAICO	LUNA DEL NORTE	OPERATIVA	2015	3,0
COQUIMBO	VICUÑA	FOTOVOLTAICO	SOL DEL NORTE	OPERATIVA	2015	3,0
COQUIMBO	VICUÑA	FOTOVOLTAICO	TAMBO REAL	OPERATIVA	2012	2,9
VALPARAÍSO	CABILDO	FOTOVOLTAICO	ALICAHUE	OPERATIVA	2019	3,0
VALPARAÍSO	CABILDO	FOTOVOLTAICO	CABILSOL	OPERATIVA	2017	3,0
VALPARAÍSO	CABILDO	FOTOVOLTAICO	EL QUEMADO	OPERATIVA	2018	3,0
VALPARAÍSO	CABILDO	FOTOVOLTAICO	LOS PALTOS	OPERATIVA	2020	2,7
VALPARAÍSO	CABILDO	FOTOVOLTAICO	MONTT SOLAR	OPERATIVA	2019	3,0
VALPARAÍSO	CABILDO	FOTOVOLTAICO	SANTA JULIA	OPERATIVA	2016	3,0
VALPARAÍSO	CABILDO	FOTOVOLTAICO	SANTA LAURA	OPERATIVA	2018	3,0
VALPARAÍSO	CASABLANCA	DIESEL	CASABLANCA	OPERATIVA	2007	1,6
VALPARAÍSO	CASABLANCA	DIESEL	CASABLANCA II	OPERATIVA	2007	0,9
VALPARAÍSO	CASABLANCA	FOTOVOLTAICO	CAIMI	EN PRUEBAS	2021	0,2
VALPARAÍSO	CASABLANCA	FOTOVOLTAICO	LINGUE	EN PRUEBAS	2021	3,0
VALPARAÍSO	CASABLANCA	FOTOVOLTAICO	LITRE	EN PRUEBAS	2021	3,0
VALPARAÍSO	CASABLANCA	FOTOVOLTAICO	OLIVILLO	OPERATIVA	2018	9,0
VALPARAÍSO	CASABLANCA	FOTOVOLTAICO	PIQUERO	OPERATIVA	2018	3,0
VALPARAÍSO	CASABLANCA	GNL	TAPIHUE	OPERATIVA	2009	6,4
VALPARAÍSO	CATEMU	FOTOVOLTAICO	CATEMU	OPERATIVA	2020	2,0
VALPARAÍSO	CATEMU	FOTOVOLTAICO	ÑILHUE	OPERATIVA	2016	1,1
VALPARAÍSO	CATEMU	FOTOVOLTAICO	PEDREROS SOLAR	OPERATIVA	2019	3,0
VALPARAÍSO	CATEMU	FOTOVOLTAICO	RODEO	OPERATIVA	2018	3,0
VALPARAÍSO	CATEMU	FOTOVOLTAICO	TUCÚQUERE	OPERATIVA	2019	3,0
VALPARAÍSO	CONCON	DIESEL	LIPIGAS CONCÓN	OPERATIVA	2017	6,0
VALPARAÍSO	LA CALERA	FOTOVOLTAICO	EL BOCO	OPERATIVA	2017	3,0
VALPARAÍSO	LAS VEGAS (CHILQUINTA)	FOTOVOLTAICO	OCOA	OPERATIVA	2018	3,0
VALPARAÍSO	LAS VEGAS (CHILQUINTA)	FOTOVOLTAICO	PARQUE FOTOVOLTAICO LOS TILOS	EN PRUEBAS	2021	2,8
VALPARAÍSO	LAS VEGAS (CHILQUINTA)	FOTOVOLTAICO	PMGD FV LLAY LLAY	DEC. CONSTRUCCIÓN	2021	9,0
VALPARAÍSO	LEYDA	DIESEL	ERMITAÑO	OPERATIVA	2018	3,0
VALPARAÍSO	LEYDA	DIESEL	SEPULTURA	OPERATIVA	2018	3,0
VALPARAÍSO	LOS PLACERES	FOTOVOLTAICO	UTFSM VALPARAÍSO VALDÉS	OPERATIVA	2020	0,2
VALPARAÍSO	MAYACA	FOTOVOLTAICO	AMPLIACIÓN EL BOCO	EN PRUEBAS	2021	3,0
VALPARAÍSO	MIRAFLORES	FOTOVOLTAICO	UTFSM VIÑA DEL MAR	OPERATIVA	2020	0,5
VALPARAÍSO	PANQUEHUE	FOTOVOLTAICO	CRUZ SOLAR	OPERATIVA	2019	3,0
VALPARAÍSO	PANQUEHUE	FOTOVOLTAICO	PANQUEHUE II	OPERATIVA	2017	6,0
VALPARAÍSO	PEÑABLANCA	FOTOVOLTAICO	VILLA ALEMANA	EN PRUEBAS	2020	3,0
VALPARAÍSO	PLACILLA (CHILQUINTA)	DIESEL	TECURAUMA	OPERATIVA	2007	2,5
VALPARAÍSO	PLACILLA (CHILQUINTA)	FOTOVOLTAICO	PLACILLA SOLAR	OPERATIVA	2019	9,0
VALPARAÍSO	QUILPUE	FOTOVOLTAICO	LOS PERALES	OPERATIVA	2020	3,0
VALPARAÍSO	QUINQUIMO	FOTOVOLTAICO	ARIZTÍA	OPERATIVA	2019	2,7
VALPARAÍSO	QUINQUIMO	FOTOVOLTAICO	JAURO SOLAR	OPERATIVA	2019	2,7
VALPARAÍSO	QUINQUIMO	FOTOVOLTAICO	LA LIGUA	OPERATIVA	2019	3,0
VALPARAÍSO	QUINQUIMO	FOTOVOLTAICO	PULLALLI SOLAR	OPERATIVA	2020	3,0
VALPARAÍSO	SAN FELIPE	BIOGÁS / DIESEL	DOÑA JAVIERA	OPERATIVA	2019	2,9
VALPARAÍSO	SAN FELIPE	DIESEL	CORTÉS	OPERATIVA	2018	3,0
VALPARAÍSO	SAN FELIPE	FOTOVOLTAICO	ENCON SOLAR	OPERATIVA	2019	8,6
VALPARAÍSO	SAN FELIPE	FOTOVOLTAICO	FILOMENA SOLAR	OPERATIVA	2020	3,0
VALPARAÍSO	SAN FELIPE	FOTOVOLTAICO	HORMIGA SOLAR	OPERATIVA	2016	2,5
VALPARAÍSO	SAN FELIPE	FOTOVOLTAICO	JAHUEL	OPERATIVA	2020	6,0
VALPARAÍSO	SAN FELIPE	FOTOVOLTAICO	KONDA	OPERATIVA	2020	3,0
VALPARAÍSO	SAN FELIPE	FOTOVOLTAICO	MARÍN	OPERATIVA	2019	3,0
VALPARAÍSO	SAN FELIPE	FOTOVOLTAICO	PMGD FV RINCONADA NORTE	DEC. CONSTRUCCIÓN	2020	3,0
VALPARAÍSO	SAN FELIPE	FOTOVOLTAICO	SANTUARIO SOLAR	OPERATIVA	2017	3,0
VALPARAÍSO	SAN FELIPE	HIDROELÉCTRICA	EL TÁRTARO	OPERATIVA	2010	0,1
VALPARAÍSO	SAN JERONIMO	FOTOVOLTAICO	PMGD PITRA	DEC. CONSTRUCCIÓN	2020	3,0
VALPARAÍSO	SAN PEDRO (AES GENER)	GNL	BIO CRUZ	OPERATIVA	2018	5,3
VALPARAÍSO	SAN PEDRO (AES GENER)	GNL	TOMAVAL	OPERATIVA	2018	2,9
VALPARAÍSO	SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	FOTOVOLTAICO	CALLE LARGA	OPERATIVA	2019	3,0
VALPARAÍSO	SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	FOTOVOLTAICO	CASUTO	OPERATIVA	2019	2,8
VALPARAÍSO	SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	FOTOVOLTAICO	CATÁN SOLAR	OPERATIVA	2018	3,0
VALPARAÍSO	SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	FOTOVOLTAICO	CHACABUCO	OPERATIVA	2020	9,0
VALPARAÍSO	SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	HIDROELÉCTRICA	SAUCE ANDES	OPERATIVA	1905	1,4
VALPARAÍSO	VALPARAISO	BIOGÁS	EL MOLLE	OPERATIVA	2015	4,5



Región	Subestación	Tecnología	Nombre PMGD	Estado	PES	MW
METROPOLITANA	ALHUE	FOTOVOLTAICO	LA ESTANCIA	OPERATIVA	2020	3,0
METROPOLITANA	ALONSO DE CORDOVA	FOTOVOLTAICO	PV UTFSM VITACURA	EN PRUEBAS	2020	0,1
METROPOLITANA	BATUCO	FOTOVOLTAICO	PMGD FV CHICAUMA DEL VERANO	DEC. CONSTRUCCIÓN	2021	9,0
METROPOLITANA	BATUCO	FOTOVOLTAICO	PMGD FV FUSTER DEL VERANO	DEC. CONSTRUCCIÓN	2021	9,0
METROPOLITANA	BATUCO	FOTOVOLTAICO	VALLE DE LA LUNA II	OPERATIVA	2017	3,0
METROPOLITANA	BOLLENAR	BIOGÁS	EL CAMPESINO	OPERATIVA	2018	1,0
METROPOLITANA	BOLLENAR	FOTOVOLTAICO	EL PILPEN	OPERATIVA	2017	3,0
METROPOLITANA	BOLLENAR	FOTOVOLTAICO	EL QUELTHEUE	OPERATIVA	2017	3,0
METROPOLITANA	BOLLENAR	FOTOVOLTAICO	LIRIO DE CAMPO	OPERATIVA	2020	2,5
METROPOLITANA	BOLLENAR	FOTOVOLTAICO	MARIA PINTO	OPERATIVA	2020	3,0
METROPOLITANA	CHACABUCO	DIESEL	AGGREKO	EN PRUEBAS	2020	3,0
METROPOLITANA	CHOCALAN	FOTOVOLTAICO	PMGD FV NAHUÉN	DEC. CONSTRUCCIÓN	2021	9,0
METROPOLITANA	CURACAVI	FOTOVOLTAICO	GIRASOLES	OPERATIVA	2020	2,6
METROPOLITANA	CURACAVI	FOTOVOLTAICO	PMGD FV CASABERMEJA	DEC. CONSTRUCCIÓN	2021	7,0
METROPOLITANA	EL MAITEN	FOTOVOLTAICO	PMGD LUMBRERAS	DEC. CONSTRUCCIÓN	2020	3,0
METROPOLITANA	EL MAITEN	FOTOVOLTAICO	QUILLAY	EN PRUEBAS	2020	2,7
METROPOLITANA	EL MANZANO (ENEL DISTRIBUCIÓN)	FOTOVOLTAICO	EL LITRE SOLAR	OPERATIVA	2020	9,0
METROPOLITANA	EL MANZANO (ENEL DISTRIBUCIÓN)	FOTOVOLTAICO	OVEJERÍA	OPERATIVA	2018	9,0
METROPOLITANA	EL MANZANO (ENEL DISTRIBUCIÓN)	FOTOVOLTAICO	QUINTA SOLAR	OPERATIVA	2017	3,0
METROPOLITANA	EL MANZANO (ENEL DISTRIBUCIÓN)	FOTOVOLTAICO	SAN FRANCISCO	OPERATIVA	2017	3,0
METROPOLITANA	EL MONTE	FOTOVOLTAICO	SANTA ADRIANA	OPERATIVA	2019	3,0
METROPOLITANA	EL PAICO	FOTOVOLTAICO	ALTOS DEL PAICO	EN PRUEBAS	2020	2,1
METROPOLITANA	EL PAICO	FOTOVOLTAICO	EL LAUREL	OPERATIVA	2019	7,5
METROPOLITANA	EL PAICO	FOTOVOLTAICO	LAURELITO	EN PRUEBAS	2020	7,5
METROPOLITANA	EL PAICO	HIDROELÉCTRICA	MALLARAUCO	OPERATIVA	2011	3,4
METROPOLITANA	EL PEUMO	FOTOVOLTAICO	EL ROBLE	OPERATIVA	2017	9,0
METROPOLITANA	EL PEUMO	FOTOVOLTAICO	EL SAUCE	OPERATIVA	2018	3,0
METROPOLITANA	EL PEUMO	FOTOVOLTAICO	SAN RAMIRO	EN PRUEBAS	2021	9,0
METROPOLITANA	FATIMA	FOTOVOLTAICO	FOTOVOLT SOLAR	OPERATIVA	2019	1,3
METROPOLITANA	ISLA DE MAIPO	FOTOVOLTAICO	DARLIN SOLAR	OPERATIVA	2020	9,0
METROPOLITANA	ISLA DE MAIPO	FOTOVOLTAICO	PEPA SOLAR	OPERATIVA	2020	9,0
METROPOLITANA	ISLA DE MAIPO	HIDROELÉCTRICA	VIÑA TARAPACÁ	EN PRUEBAS	2020	0,3
METROPOLITANA	LA MANGA	FOTOVOLTAICO	ALTO SOLAR	OPERATIVA	2018	3,0
METROPOLITANA	LA MANGA	FOTOVOLTAICO	LA MANGA	OPERATIVA	2017	3,0
METROPOLITANA	LA MANGA	FOTOVOLTAICO	LUCE SOLAR	OPERATIVA	2019	2,9
METROPOLITANA	LA PINTANA	HIDROELÉCTRICA	AUXILIAR DEL MAIPO	OPERATIVA	1962	5,1
METROPOLITANA	LA PINTANA	HIDROELÉCTRICA	LOS BAJOS	OPERATIVA	2019	5,5
METROPOLITANA	LA REINA	FOTOVOLTAICO	TECHOS DE ALTAMIRA	OPERATIVA	2014	0,2
METROPOLITANA	LAMPA	DIESEL	CHORRILLOS	OPERATIVA	2019	3,0
METROPOLITANA	LAS ARANAS	FOTOVOLTAICO	ECLIPSE SOLAR	OPERATIVA	2020	9,0
METROPOLITANA	LAS ARANAS	FOTOVOLTAICO	RLA SOLAR	OPERATIVA	2019	2,7
METROPOLITANA	LAS ARANAS	FOTOVOLTAICO	SAN PEDRO	OPERATIVA	2016	3,0
METROPOLITANA	LO BOZA	DIESEL	AGNI	OPERATIVA	2018	3,0
METROPOLITANA	LO BOZA	FOTOVOLTAICO	LIPANGUE	OPERATIVA	2019	3,0
METROPOLITANA	LO BOZA	FOTOVOLTAICO	PMGD LO BOZA	DEC. CONSTRUCCIÓN	2020	0,8
METROPOLITANA	LO BOZA	FOTOVOLTAICO	SOL DE SEPTIEMBRE	OPERATIVA	2020	9,0
METROPOLITANA	LOS DOMINICOS	HIDROELÉCTRICA	ARRAYÁN	OPERATIVA	2017	1,2
METROPOLITANA	MAIPU	FOTOVOLTAICO	CINTAC	EN PRUEBAS	2020	2,8
METROPOLITANA	MALLOCO	FOTOVOLTAICO	GUANACO SOLAR	OPERATIVA	2020	3,0
METROPOLITANA	MALLOCO	FOTOVOLTAICO	PARQUE FOTOVOLTAICO LOS CORRALES	DEC. CONSTRUCCIÓN	2021	9,0
METROPOLITANA	MALLOCO	FOTOVOLTAICO	PMGD PEÑAFLORES SOLAR I	DEC. CONSTRUCCIÓN	2020	9,0
METROPOLITANA	MANDINGA	FOTOVOLTAICO	LAS TURCAS	OPERATIVA	2017	3,0
METROPOLITANA	MANDINGA	FOTOVOLTAICO	PMGD FV MALINKE	DEC. CONSTRUCCIÓN	2020	3,0
METROPOLITANA	PAJARITOS	FOTOVOLTAICO	TREBAL SOLAR	OPERATIVA	2020	3,0
METROPOLITANA	PIRQUE	FOTOVOLTAICO	PIRQUE	OPERATIVA	2019	2,8
METROPOLITANA	PUNTE ALTO (EEPA)	HIDROELÉCTRICA	EL LLANO	OPERATIVA	2013	1,9
METROPOLITANA	PUNTE ALTO (EEPA)	HIDROELÉCTRICA	EYZAGUIRRE	OPERATIVA	2003	1,9
METROPOLITANA	PUNTE ALTO (EEPA)	HIDROELÉCTRICA	LAS VERTIENTES	OPERATIVA	2013	1,9
METROPOLITANA	PUNTA PEUCO	FOTOVOLTAICO	ALTOS DE TILITIL	OPERATIVA	2019	3,0
METROPOLITANA	PUNTA PEUCO	FOTOVOLTAICO	SANTA INÉS	EN PRUEBAS	2020	3,0
METROPOLITANA	QUILICURA	DIESEL	PMGD ETERSOL	DEC. CONSTRUCCIÓN	2020	0,8
METROPOLITANA	RUNGUE	FOTOVOLTAICO	TILITIL	OPERATIVA	2016	3,0
METROPOLITANA	SAN BERNARDO	BIOGÁS	LEPANTO	EN PRUEBAS	2020	2,0
METROPOLITANA	SAN BERNARDO	DIESEL	EL NOGAL	OPERATIVA	2017	3,0
METROPOLITANA	SAN BERNARDO	DIESEL	ESTANCILLA	OPERATIVA	2013	3,0
METROPOLITANA	SAN BERNARDO	HIDROELÉCTRICA	LOS MORROS	OPERATIVA	1994	3,1
METROPOLITANA	SANTA MARTA	BIOGÁS	MAPOCHO TREBAL	EN PRUEBAS	2020	4,5
METROPOLITANA	SANTA MARTA	BIOGÁS	TREBAL MAPOCHO	OPERATIVA	2012	5,5
METROPOLITANA	SANTA MARTA	FOTOVOLTAICO	CITRINO	OPERATIVA	2019	2,8

Región	Subestación	Tecnología	Nombre PMGD	Estado	PES	MW
METROPOLITANA	SANTA MARTA	FOTOVOLTAICO	PMGD PUENTE SOLAR	DEC. CONSTRUCCIÓN	2020	3,0
METROPOLITANA	SANTA MARTA	FOTOVOLTAICO	PUENTE	EN PRUEBAS	2020	3,0
METROPOLITANA	SANTA ROSA (TRANSNET)	FOTOVOLTAICO	GR SANTA ROSA	OPERATIVA	2019	9,0
METROPOLITANA	SANTA ROSA (TRANSNET)	FOTOVOLTAICO	LO SIERRA	OPERATIVA	2019	3,0
METROPOLITANA	SANTA ROSA (TRANSNET)	FOTOVOLTAICO	PMGD DON ANDRÓNICO	DEC. CONSTRUCCIÓN	2020	2,8
O'HIGGINS	CHIMBARONGO	FOTOVOLTAICO	CHIMBARONGO	OPERATIVA	2017	3,0
O'HIGGINS	CHIMBARONGO	FOTOVOLTAICO	ROMERAL	EN PRUEBAS	2020	9,0
O'HIGGINS	CHUMAQUITO	FOTOVOLTAICO	LAS MERCEDES	OPERATIVA	2019	3,0
O'HIGGINS	CHUMAQUITO	FOTOVOLTAICO	SAN ISIDRO	OPERATIVA	2019	2,7
O'HIGGINS	COLCHAGUA	BIOGÁS	TAMM	OPERATIVA	2013	0,2
O'HIGGINS	COLCHAGUA	DIESEL	MIMBRE	OPERATIVA	2019	3,0
O'HIGGINS	COLCHAGUA	FOTOVOLTAICO	FV SANTA CAROLINA	EN PRUEBAS	2021	3,0
O'HIGGINS	EL MANZANO (CGE)	FOTOVOLTAICO	DON EUGENIO	OPERATIVA	2017	3,0
O'HIGGINS	EL MANZANO (CGE)	FOTOVOLTAICO	EL ESTERO	OPERATIVA	2019	2,7
O'HIGGINS	EL MANZANO (CGE)	FOTOVOLTAICO	EL QUEULE	OPERATIVA	2019	7,0
O'HIGGINS	EL MANZANO (CGE)	FOTOVOLTAICO	LUNA	OPERATIVA	2019	2,7
O'HIGGINS	GRANEROS	FOTOVOLTAICO	CANDELARIA SOLAR	EN PRUEBAS	2020	3,0
O'HIGGINS	GRANEROS	FOTOVOLTAICO	FRANCISCO	OPERATIVA	2017	3,0
O'HIGGINS	GRANEROS	FOTOVOLTAICO	LA BLANQUINA	OPERATIVA	2019	9,0
O'HIGGINS	GRANEROS	FOTOVOLTAICO	LUDERS	OPERATIVA	2018	3,0
O'HIGGINS	LA ESPERANZA	FOTOVOLTAICO	LA ESPERANZA II	OPERATIVA	2016	9,0
O'HIGGINS	LA ESPERANZA	FOTOVOLTAICO	LAS CHACRAS	OPERATIVA	2020	3,0
O'HIGGINS	LA ESPERANZA	FOTOVOLTAICO	PMGD FV CRUCERO SOLAR	DEC. CONSTRUCCIÓN	2020	3,0
O'HIGGINS	LAS CABRAS	BIOGÁS	LAS PAMPAS	OPERATIVA	2014	0,4
O'HIGGINS	LAS CABRAS	FOTOVOLTAICO	ADELE 1	DEC. CONSTRUCCIÓN	2020	2,8
O'HIGGINS	LAS CABRAS	FOTOVOLTAICO	PFV LOS LAGOS X	EN PRUEBAS	2020	2,2
O'HIGGINS	LIHUEIMO	DIESEL	SANTA IRENE	OPERATIVA	2013	0,4
O'HIGGINS	LIHUEIMO	FOTOVOLTAICO	CRUCERO	OPERATIVA	2019	3,0
O'HIGGINS	LIHUEIMO	FOTOVOLTAICO	PSF PERALILLO	DEC. CONSTRUCCIÓN	2020	3,0
O'HIGGINS	LO MIRANDA	FOTOVOLTAICO	DOÑIHUE	OPERATIVA	2019	7,5
O'HIGGINS	LO MIRANDA	FOTOVOLTAICO	LO MIRANDA	OPERATIVA	2019	6,0
O'HIGGINS	LORETO	FOTOVOLTAICO	LORETO SOLAR	OPERATIVA	2019	3,0
O'HIGGINS	MACHALI	HIDROELÉCTRICA	LA COMPAÑÍA II	OPERATIVA	2020	2,6
O'HIGGINS	MALLOA	FOTOVOLTAICO	ANTONIA SOLAR	OPERATIVA	2020	3,0
O'HIGGINS	MARCHIGÜE	FOTOVOLTAICO	FV LAS TORCAZAS	EN PRUEBAS	2020	3,0
O'HIGGINS	MARCHIGÜE	FOTOVOLTAICO	MARCHIGUE II	OPERATIVA	2017	9,0
O'HIGGINS	MARCHIGÜE	FOTOVOLTAICO	MARCHIHUE VII	OPERATIVA	2019	3,0
O'HIGGINS	MARCHIGÜE	FOTOVOLTAICO	POBLACIÓN	OPERATIVA	2019	3,0
O'HIGGINS	NANCAGUA	FOTOVOLTAICO	ROVIÁN	OPERATIVA	2019	7,0
O'HIGGINS	PANIAHUE	FOTOVOLTAICO	LA LAJUELA	OPERATIVA	2019	6,9
O'HIGGINS	PELEQUEN	FOTOVOLTAICO	DON MARIANO	OPERATIVA	2020	3,0
O'HIGGINS	PORTEZUELO	FOTOVOLTAICO	GUADALAO	OPERATIVA	2020	3,0
O'HIGGINS	PORTEZUELO	FOTOVOLTAICO	PORTEZUELO	OPERATIVA	2018	3,0
O'HIGGINS	PORTEZUELO	FOTOVOLTAICO	VITUCO 2B	OPERATIVA	2019	3,0
O'HIGGINS	QUELENTARO	EÓLICO	UCUQUER	OPERATIVA	2013	7,2
O'HIGGINS	QUELENTARO	FOTOVOLTAICO	PILPILÉN	OPERATIVA	2019	2,8
O'HIGGINS	QUINTA	FOTOVOLTAICO	EL CÓNDOR	OPERATIVA	2020	1,3
O'HIGGINS	QUINTA	FOTOVOLTAICO	EL PICURIO	OPERATIVA	2018	3,0
O'HIGGINS	QUINTA DE TILCOCO	FOTOVOLTAICO	ARGOMEDO	OPERATIVA	2020	8,0
O'HIGGINS	RANGUILI	FOTOVOLTAICO	LA FRONTERA	OPERATIVA	2017	4,8
O'HIGGINS	RANGUILI	FOTOVOLTAICO	RANGUIL	EN PRUEBAS	2020	3,0
O'HIGGINS	RANGUILI	FOTOVOLTAICO	RANGUIL	OPERATIVA	2019	3,0
O'HIGGINS	RENGO	FOTOVOLTAICO	PITOTOY	OPERATIVA	2020	3,0
O'HIGGINS	RENGO	FOTOVOLTAICO	QUELTEHUE SOLAR	OPERATIVA	2020	3,0
O'HIGGINS	RENGO	FOTOVOLTAICO	RINCONADA	OPERATIVA	2019	8,0
O'HIGGINS	ROSARIO	FOTOVOLTAICO	TRICAHUE II	OPERATIVA	2019	9,0
O'HIGGINS	SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL	FOTOVOLTAICO	HOMERO SOLAR	OPERATIVA	2017	3,0
O'HIGGINS	SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL	FOTOVOLTAICO	MOSTAZAL	OPERATIVA	2018	9,0
O'HIGGINS	SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA	FOTOVOLTAICO	LA ACACIA	OPERATIVA	2018	8,6
O'HIGGINS	SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA	FOTOVOLTAICO	PFV LAS TENCAS	EN PRUEBAS	2021	9,0
O'HIGGINS	SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA	FOTOVOLTAICO	SANTA AMELIA	OPERATIVA	2020	3,0
O'HIGGINS	TUNICHE	FOTOVOLTAICO	CHANCÓN	OPERATIVA	2018	3,0
O'HIGGINS	TUNICHE	FOTOVOLTAICO	LOS LIBERTADORES	OPERATIVA	2018	8,0
MAULE	CHACAHUIN	FOTOVOLTAICO	CIPRÉS	EN PRUEBAS	2020	9,0
MAULE	CHACAHUIN	FOTOVOLTAICO	LA BALLICA NORTE III	EN PRUEBAS	2020	9,0
MAULE	CONSTITUCION	DIESEL	RASO POWER	OPERATIVA	2019	7,1
MAULE	CONSTITUCION	DIESEL / GAS NATURAL	PINARES	EN PRUEBAS	2021	8,5
MAULE	CURICO	DIESEL	ZAPALLAR	OPERATIVA	2019	3,0
MAULE	CURICO	HIDROELÉCTRICA	DOSAL	OPERATIVA	2015	0,3

Región	Subestación	Tecnología	Nombre PMGD	Estado	PES	MW
MAULE	HUALANE	FOTOVOLTAICO	LA FORESTA	DEC. CONSTRUCCIÓN	2021	2,8
MAULE	LA PALMA	FOTOVOLTAICO	ORILLA DEL MAULE	EN PRUEBAS	2020	6,0
MAULE	LA PALMA	FOTOVOLTAICO	PARQUE SOLAR SANTA FE	OPERATIVA	2020	9,0
MAULE	LA PALMA	FOTOVOLTAICO	PMGD PARQUE SOLAR EL PASO	DEC. CONSTRUCCIÓN	2020	6,0
MAULE	LA PALMA	FOTOVOLTAICO	TRICA-DOS	OPERATIVA	2020	2,8
MAULE	LA VEGA	FOTOVOLTAICO	PLAYERO	EN PRUEBAS	2020	3,0
MAULE	LA VEGA	FOTOVOLTAICO	PLAYERO - ETAPA 2	EN PRUEBAS	2020	3,0
MAULE	LINARES NORTE	FOTOVOLTAICO	GRANADA	OPERATIVA	2020	9,0
MAULE	LINARES NORTE	FOTOVOLTAICO	LÚCUMO	EN PRUEBAS	2020	3,0
MAULE	LONGAVI	FOTOVOLTAICO	EL PITÍO	OPERATIVA	2018	3,0
MAULE	LONGAVI	FOTOVOLTAICO	VILLA SECA	OPERATIVA	2019	2,5
MAULE	MOLINA	BIOGÁS	MOLINA	EN PRUEBAS	2020	1,0
MAULE	MOLINA	DIESEL	CHILE	OPERATIVA	2017	1,2
MAULE	MOLINA	FOTOVOLTAICO	PARAGUAY	OPERATIVA	2020	9,0
MAULE	MOLINA	FOTOVOLTAICO	RAULÍ	EN PRUEBAS	2021	9,0
MAULE	MOLINA	HIDROELÉCTRICA	CUMPEO	OPERATIVA	2016	5,8
MAULE	MOLINA	HIDROELÉCTRICA	EL GALPÓN	OPERATIVA	2016	1,3
MAULE	MOLINA	HIDROELÉCTRICA	PURÍSIMA	OPERATIVA	2012	0,4
MAULE	NIRIVILO	FOTOVOLTAICO	VILLA CRUZ	OPERATIVA	2020	3,0
MAULE	PANGUILEMO	FOTOVOLTAICO	PANGUILEMO A	EN PRUEBAS	2020	3,0
MAULE	PANGUILEMO	FOTOVOLTAICO	LAS PERDICES	OPERATIVA	2019	3,0
MAULE	PANIMAVIDA	FOTOVOLTAICO	MERCURIO SUR (PANIMÁVIDA 1)	EN PRUEBAS	2020	3,0
MAULE	PANIMAVIDA	FOTOVOLTAICO	SATURNO NORTE (PANIMÁVIDA 2)	EN PRUEBAS	2020	4,5
MAULE	PANIMAVIDA	HIDROELÉCTRICA	ROBLERÍA	OPERATIVA	2013	4,0
MAULE	PARRAL	FOTOVOLTAICO	BICENTENARIO	EN PRUEBAS	2020	2,9
MAULE	PARRAL	FOTOVOLTAICO	PARRAL	EN PRUEBAS	2021	9,0
MAULE	PARRONAL	FOTOVOLTAICO	PERALILLO	OPERATIVA	2018	3,0
MAULE	PASO HONDO	FOTOVOLTAICO	EL CHUCAO	EN PRUEBAS	2020	3,0
MAULE	RAUQUEN	FOTOVOLTAICO	RAUQUÉN	OPERATIVA	2020	9,0
MAULE	RAUQUEN	FOTOVOLTAICO	ROMERO (CAMBIO DE NOMBRE)	EN PRUEBAS	2021	9,0
MAULE	RETIRO	FOTOVOLTAICO	LOS GORRIONES	OPERATIVA	2018	3,0
MAULE	SAN CLEMENTE	FOTOVOLTAICO	QUINANTU SOLAR	EN PRUEBAS	2021	9,0
MAULE	SAN CLEMENTE	HIDROELÉCTRICA	EL MANZANO	OPERATIVA	2015	0,1
MAULE	SAN JAVIER	FOTOVOLTAICO	GR LEMU	OPERATIVA	2020	5,0
MAULE	SAN MIGUEL	FOTOVOLTAICO	TALCA	OPERATIVA	2019	9,0
MAULE	SAN RAFAEL	FOTOVOLTAICO	LOS PATOS	OPERATIVA	2018	3,0
MAULE	SAN RAFAEL	FOTOVOLTAICO	PFV EL ZORZAL	DEC. CONSTRUCCIÓN	2020	3,0
MAULE	TENO	FOTOVOLTAICO	CORDILLERILLA SOLAR	OPERATIVA	2017	1,3
MAULE	TENO	FOTOVOLTAICO	JOSÉ SOLER MALLAFRÉ	OPERATIVA	2019	1,3
MAULE	TENO	FOTOVOLTAICO	TENO	EN PRUEBAS	2021	9,0
MAULE	TENO	HIDROELÉCTRICA	LA MONTAÑA	OPERATIVA	2016	3,0
MAULE	TENO	HIDROELÉCTRICA	LA MONTAÑA II	OPERATIVA	2017	1,9
MAULE	VILLA ALEGRE	FOTOVOLTAICO	VILLA ALEGRE	OPERATIVA	2020	9,0
MAULE	VILLA PRAT	FOTOVOLTAICO	VILLA PRAT	OPERATIVA	2018	3,0
MAULE	VILLA PRAT	FOTOVOLTAICO	VILLAPRAT V	EN PRUEBAS	2020	3,0
MAULE	YERBAS BUENAS	FOTOVOLTAICO	PFV EL FLAMENCO	DEC. CONSTRUCCIÓN	2021	9,0
MAULE	YERBAS BUENAS	FOTOVOLTAICO	PFV EL TRILE	DEC. CONSTRUCCIÓN	2021	9,0
ÑUBLE	CHILLAN	DIESEL	PMGD CHILLÁN	DEC. CONSTRUCCIÓN	2020	2,9
ÑUBLE	CHILLAN	FOTOVOLTAICO	PMGD CHILLÁN SOLAR I.1	DEC. CONSTRUCCIÓN	2021	9,0
ÑUBLE	CHILLAN	FOTOVOLTAICO	PMGD FV CHILLÁN SOLAR I.3	DEC. CONSTRUCCIÓN	2020	9,0
ÑUBLE	COCHARCAS	FOTOVOLTAICO	PFV LAS LECHUZAS	OPERATIVA	2019	3,0
ÑUBLE	COCHARCAS	FOTOVOLTAICO	PMGD PFV COCHARCAS	OPERATIVA	2020	2,8
ÑUBLE	HUALTE	FOTOVOLTAICO	PMGD PFV EL CERNÍCALO	OPERATIVA	2017	1,5
ÑUBLE	HUALTE	FOTOVOLTAICO	PMGD PFV EL CERNÍCALO II	OPERATIVA	2017	1,5
ÑUBLE	SAN CARLOS	FOTOVOLTAICO	LAS CODORNICES	OPERATIVA	2019	3,0
ÑUBLE	SAN GREGORIO	FOTOVOLTAICO	EL CHINCOL	OPERATIVA	2018	3,0
ÑUBLE	SAN GREGORIO	FOTOVOLTAICO	PMGD ÑIQUÉN	OPERATIVA	2020	3,0
ÑUBLE	SANTA ELISA	FOTOVOLTAICO	PFV CHILLÁN CONFLUENCIA	DEC. CONSTRUCCIÓN	2020	2,8
ÑUBLE	TRES ESQUINAS	FOTOVOLTAICO	LAS PALOMAS	OPERATIVA	2018	3,0
ÑUBLE	TRES ESQUINAS	FOTOVOLTAICO	LAS TÓRTOLAS	EN PRUEBAS	2020	3,0
ÑUBLE	TRES ESQUINAS	FOTOVOLTAICO	PARQUE MECO CHILLÁN	EN PRUEBAS	2020	6,0
ÑUBLE	TRES ESQUINAS	FOTOVOLTAICO	PFV EL PIUQUÉN	DEC. CONSTRUCCIÓN	2020	3,0
BÍO BÍO	ANDALIEN	BIOGÁS	COPIULEMU	OPERATIVA	2019	1,0
BÍO BÍO	CABRERO	DIESEL	PMGD TER ORAFI	OPERATIVA	2009	0,5
BÍO BÍO	CABRERO	DIESEL	YUMBEL	OPERATIVA	2019	3,0
BÍO BÍO	CABRERO	FOTOVOLTAICO	CORTIJO	EN PRUEBAS	2021	9,0
BÍO BÍO	CABRERO	FOTOVOLTAICO	EL RESPLANDOR	OPERATIVA	2020	2,6
BÍO BÍO	CARAMPANGUE	EÓLICO	LAS PEÑAS	OPERATIVA	2016	8,4
BÍO BÍO	CENTRAL PANGUE	HIDROELÉCTRICA	BOQUIAMARGO	OPERATIVA	2014	1,1

Región	Subestación	Tecnología	Nombre PMGD	Estado	PES	MW
BÍO BÍO	CENTRAL PANGUE	HIDROELÉCTRICA	EL MIRADOR	OPERATIVA	2015	3,0
BÍO BÍO	CURANILAHUE	DIESEL	TRONGOL-CURANILAHUE	OPERATIVA	2012	2,8
BÍO BÍO	DUQUECO	BIOGÁS	ANCALÍ	OPERATIVA	2013	1,6
BÍO BÍO	EL AVELLANO	BIOGÁS / DIESEL	HBS	OPERATIVA	2011	2,2
BÍO BÍO	EL AVELLANO	GNL	HBS GNL	OPERATIVA	2016	3,5
BÍO BÍO	EL AVELLANO	HIDROELÉCTRICA	CALIBORO	OPERATIVA	2017	1,4
BÍO BÍO	EL AVELLANO	HIDROELÉCTRICA	HP MELO	OPERATIVA	2017	3,0
BÍO BÍO	EL AVELLANO	HIDROELÉCTRICA	SANTA ISABEL	OPERATIVA	2017	1,5
BÍO BÍO	LEBU	DIESEL	LEBU	OPERATIVA	2007	2,4
BÍO BÍO	LEBU	EÓLICO	EL ARREBOL	OPERATIVA	2020	9,0
BÍO BÍO	LEBU	EÓLICO	LEBU III	OPERATIVA	2016	5,3
BÍO BÍO	LOMA COLORADA	BIOMASA	LOMAS COLORADAS	EN PRUEBAS	2020	3,4
BÍO BÍO	LOMA COLORADA	DIESEL	DON PEDRO	EN PRUEBAS	2020	2,9
BÍO BÍO	LOS ANGELES (TRANSNET)	DIESEL	JCE	OPERATIVA	2011	0,8
BÍO BÍO	LOS ANGELES (TRANSNET)	HIDROELÉCTRICA	EL DIUTO	OPERATIVA	2011	3,3
BÍO BÍO	MAMPIL	HIDROELÉCTRICA	LOS PADRES	OPERATIVA	2014	2,2
BÍO BÍO	NEGRETE	EÓLICO	PE EL NOGAL	OPERATIVA	2019	9,0
BÍO BÍO	NEGRETE	HIDROELÉCTRICA	BUREO	OPERATIVA	2015	2,2
BÍO BÍO	NEGRETE	HIDROELÉCTRICA	MUNILQUE	OPERATIVA	2015	0,6
BÍO BÍO	NEGRETE	HIDROELÉCTRICA	MUNILQUE II	OPERATIVA	2015	0,6
BÍO BÍO	PENCO	BIOGÁS	LOS PINOS	OPERATIVA	2017	3,0
BÍO BÍO	PICOLTUE	DIESEL	BOLDOS	OPERATIVA	2020	3,0
BÍO BÍO	PICOLTUE	DIESEL	PICOLTUÉ	OPERATIVA	2019	3,0
BÍO BÍO	PICOLTUE	DIESEL	PMGD DIESEL EL ATAJO	DEC. CONSTRUCCIÓN	2020	2,4
BÍO BÍO	PICOLTUE	HIDROELÉCTRICA	ATAJO	EN PRUEBAS	2020	1,2
BÍO BÍO	PICOLTUE	HIDROELÉCTRICA	EL BRINCO	EN PRUEBAS	2020	0,2
BÍO BÍO	PICOLTUE	HIDROELÉCTRICA	LA BIFURCADA	OPERATIVA	2017	0,2
BÍO BÍO	PICOLTUE	HIDROELÉCTRICA	LA VIÑA - ALTO LA VIÑA	OPERATIVA	2017	0,6
BÍO BÍO	PICOLTUE	HIDROELÉCTRICA	RÍO MULCHÉN	OPERATIVA	2016	3,0
BÍO BÍO	TOME	BIOGÁS	PMGD TER COLEMU	OPERATIVA	2014	7,1
BÍO BÍO	TRES PINOS	DIESEL	CAÑETE	OPERATIVA	2007	4,0
BÍO BÍO	TRES PINOS	DIESEL	LOS ÁLAMOS	OPERATIVA	2013	0,8
BÍO BÍO	TRES PINOS	DIESEL	TIRÚA	OPERATIVA	2011	1,9
BÍO BÍO	TRES PINOS	EÓLICO	HUAJACHE	OPERATIVA	2015	6,0
BÍO BÍO	TRES PINOS	EÓLICO	RAKI	OPERATIVA	2015	9,0
ARAUCANÍA	ANGOL	DIESEL	CONTULMO	OPERATIVA	2012	0,8
ARAUCANÍA	CURACAUTIN	DIESEL	CURACAUTÍN	OPERATIVA	2007	2,4
ARAUCANÍA	CURACAUTIN	DIESEL	LONQUIMAY	OPERATIVA	2011	1,2
ARAUCANÍA	CURACAUTIN	HIDROELÉCTRICA	EL AGRIO	OPERATIVA	2016	2,5
ARAUCANÍA	DEUCO	DIESEL	DEUCO	OPERATIVA	2020	2,9
ARAUCANÍA	LAUTARO	DIESEL	EAGON	OPERATIVA	2009	2,4
ARAUCANÍA	LAUTARO	DIESEL	LOUSIANA PACIFIC II	OPERATIVA	2011	3,0
ARAUCANÍA	LAUTARO	HIDROELÉCTRICA	RÍO TRUENO	OPERATIVA	2010	5,6
ARAUCANÍA	LICANCO	HIDROELÉCTRICA	EL CANELO	OPERATIVA	2012	6,0
ARAUCANÍA	LICANCO	HIDROELÉCTRICA	EL MANZANO (MELIPEUCO)	OPERATIVA	1905	4,9
ARAUCANÍA	LICANCO	HIDROELÉCTRICA	TRUFULTRUFUL	OPERATIVA	2009	0,8
ARAUCANÍA	LOS SAUCES	DIESEL	AROMOS	OPERATIVA	2020	3,0
ARAUCANÍA	LOS SAUCES	DIESEL	LOS SAUCES	OPERATIVA	2019	3,0
ARAUCANÍA	PITRUFQUEN	HIDROELÉCTRICA	ALLIPÉN	OPERATIVA	2012	2,6
ARAUCANÍA	PITRUFQUEN	HIDROELÉCTRICA	DONGUIL	OPERATIVA	2011	0,3
ARAUCANÍA	PITRUFQUEN	HIDROELÉCTRICA	MAISÁN	OPERATIVA	2013	0,6
ARAUCANÍA	TRAIQUEN	DIESEL	CHUFKÉN	OPERATIVA	2007	2,4
ARAUCANÍA	VILLARRICA	HIDROELÉCTRICA	MOLINERA VILLARRICA	OPERATIVA	2016	0,6
ARAUCANÍA	VILLARRICA	HIDROELÉCTRICA	MSA-I	OPERATIVA	2018	3,0
ARAUCANÍA	VILLARRICA	HIDROELÉCTRICA	SANTA ELENA	OPERATIVA	2018	2,8
ARAUCANÍA	VILLARRICA	HIDROELÉCTRICA	TRAILELFÚ	OPERATIVA	2015	2,5
LOS RÍOS	CENTRAL PILMAIQUEN	HIDROELÉCTRICA	DON WALTERIO	OPERATIVA	2013	3,0
LOS RÍOS	CENTRAL PILMAIQUEN	HIDROELÉCTRICA	EL ARRAYÁN	OPERATIVA	2013	0,2
LOS RÍOS	CENTRAL PILMAIQUEN	HIDROELÉCTRICA	LOS CORRALES	OPERATIVA	2010	0,8
LOS RÍOS	CENTRAL PILMAIQUEN	HIDROELÉCTRICA	LOS CORRALES II	OPERATIVA	2013	1,0
LOS RÍOS	CENTRAL PILMAIQUEN	HIDROELÉCTRICA	PEHUI	OPERATIVA	1905	1,1
LOS RÍOS	CENTRAL PILMAIQUEN	HIDROELÉCTRICA	PICHILONCO	OPERATIVA	2014	1,2
LOS RÍOS	CHIRRE	HIDROELÉCTRICA	AMPLIACIÓN CENTRAL LOS PORTONES	OPERATIVA	2020	1,0
LOS RÍOS	CHIRRE	HIDROELÉCTRICA	LOS PORTONES	OPERATIVA	2017	1,0
LOS RÍOS	CORRAL	DIESEL	REY	OPERATIVA	2016	0,8
LOS RÍOS	LA UNION	DIESEL	PRP ALDEA	EN PRUEBAS	2020	9,0
LOS RÍOS	LA UNION	DIESEL	PRP RAPACO	EN PRUEBAS	2020	9,0
LOS RÍOS	LA UNION	HIDROELÉCTRICA	CONTRA	OPERATIVA	2013	0,3
LOS RÍOS	LA UNION	HIDROELÉCTRICA	CURILEUFÚ	OPERATIVA	1905	0,2

Región	Subestación	Tecnología	Nombre PMGD	Estado	PES	MW
LOS RÍOS	LOS TAMBORES	DIESEL	PRP TAMBORES	DEC. CONSTRUCCIÓN	2020	3,0
LOS RÍOS	PANGUIPULLI	DIESEL	LOUISIANA PACIFIC	OPERATIVA	2009	3,0
LOS RÍOS	PANGUIPULLI	HIDROELÉCTRICA	PANGUIPULLI	EN PRUEBAS	2020	0,4
LOS RÍOS	PANGUIPULLI	HIDROELÉCTRICA	PIUTEL	OPERATIVA	2017	0,6
LOS RÍOS	PANGUIPULLI	HIDROELÉCTRICA	RECA	OPERATIVA	2011	1,7
LOS RÍOS	PANGUIPULLI	HIDROELÉCTRICA	TRANQUIL	OPERATIVA	2016	3,0
LOS RÍOS	PICARTE	DIESEL	PMGD DREAMS VALDIVIA II	DEC. CONSTRUCCIÓN	2020	1,6
LOS RÍOS	PICHIRROPULLI	HIDROELÉCTRICA	CENTRAL HIDROELÉCTRICA CHILCO	EN PRUEBAS	2020	0,2
LOS RÍOS	PICHIRROPULLI	HIDROELÉCTRICA	DOÑA HILDA	OPERATIVA	2010	0,4
LOS RÍOS	PICHIRROPULLI	HIDROELÉCTRICA	LAS FLORES	OPERATIVA	2015	1,6
LOS RÍOS	PICHIRROPULLI	HIDROELÉCTRICA	MUCHI	OPERATIVA	2011	1,0
LOS LAGOS	AIHUAPI	EÓLICO	PE EL CRUCE	DEC. CONSTRUCCIÓN	2021	2,9
LOS LAGOS	AIHUAPI	HIDROELÉCTRICA	CHANLEUFÚ II	OPERATIVA	2016	8,4
LOS LAGOS	AIHUAPI	HIDROELÉCTRICA	MARÍA ELENA	OPERATIVA	2014	0,3
LOS LAGOS	AIHUAPI	HIDROELÉCTRICA	QUILLALILEO	OPERATIVA	2014	0,8
LOS LAGOS	ALTO BONITO	DIESEL	BLUEGATE	EN PRUEBAS	2020	3,0
LOS LAGOS	ALTO BONITO	DIESEL	CALFUCO	OPERATIVA	2019	3,0
LOS LAGOS	ALTO BONITO	DIESEL	RÍO AZUL	OPERATIVA	2019	3,0
LOS LAGOS	ANCUD	DIESEL	CIRUELILLO	OPERATIVA	2019	3,0
LOS LAGOS	CHONCHI	DIESEL	ALMENDRADO	OPERATIVA	2019	3,0
LOS LAGOS	CHONCHI	HIDROELÉCTRICA	COLLIL	OPERATIVA	2014	7,0
LOS LAGOS	CHONCHI	HIDROELÉCTRICA	DONGO	OPERATIVA	2010	6,0
LOS LAGOS	COLACO	DIESEL	BIOMAR	OPERATIVA	1905	2,4
LOS LAGOS	COLACO	DIESEL	DANISCO	OPERATIVA	2011	0,8
LOS LAGOS	COLACO	DIESEL	SKRETTING PARGUA	OPERATIVA	2008	2,7
LOS LAGOS	LOS NEGROS	DIESEL	LOS NEGROS	EN PRUEBAS	2020	3,0
LOS LAGOS	MELIPULLI	DIESEL	EL CANELO II	OPERATIVA	2017	3,0
LOS LAGOS	MELIPULLI	DIESEL	MULTIEXPORT	OPERATIVA	1905	0,8
LOS LAGOS	MELIPULLI	DIESEL	MULTIEXPORT II	OPERATIVA	1905	1,6
LOS LAGOS	MELIPULLI	HIDROELÉCTRICA	LA ARENA	OPERATIVA	2011	6,8
LOS LAGOS	OSORNO	DIESEL	GAMI	OPERATIVA	2019	2,9
LOS LAGOS	OSORNO	DIESEL	SALMOFOOD	OPERATIVA	1905	1,6
LOS LAGOS	OSORNO	DIESEL	SKRETTING OSORNO	OPERATIVA	2011	3,0
LOS LAGOS	OSORNO	DIESEL	WATTS	OPERATIVA	1905	0,8
LOS LAGOS	OSORNO	DIESEL	WATTS II	OPERATIVA	1905	1,6
LOS LAGOS	PICHIL	EÓLICO	PE OCHS	DEC. CONSTRUCCIÓN	2021	2,9
LOS LAGOS	PUERTO MONTT	DIESEL	ALERCE	OPERATIVA	2019	3,0
LOS LAGOS	PUERTO MONTT	DIESEL	CALAFATE	OPERATIVA	2019	3,0
LOS LAGOS	PUERTO MONTT	HIDROELÉCTRICA	EL COLORADO	OPERATIVA	2016	2,0
LOS LAGOS	PUERTO VARAS	DIESEL	EL CANELO	OPERATIVA	2015	3,0
LOS LAGOS	PUERTO VARAS	HIDROELÉCTRICA	ENSENADA	OPERATIVA	2013	1,2
LOS LAGOS	PURRANQUE	HIDROELÉCTRICA	LOS COLONOS	OPERATIVA	2014	0,6
LOS LAGOS	RÍO NEGRO	DIESEL	PRP CHIFIN	EN PRUEBAS	2020	3,0

## 5.2 ANEXO 2

Proyección PMGD en el SEN periodo 2020-2040. En las tablas sólo se incluye el escenario base.

Región	Subestación	Tecnología	Nombre PMGD	RCA	Escenario	PES	MW
ARICA Y PAR.	CHINCHORRO	FOTOVOLTAICO	LAS MACHAS	EN CALIFICACIÓN	BASE	2022	6
ARICA Y PAR.	CHINCHORRO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2025	6
ARICA Y PAR.	PUKARA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2023	6
ARICA Y PAR.	QUIANI	FOTOVOLTAICO	CHINCHORRO	EN CALIFICACIÓN	BASE	2023	6
ARICA Y PAR.	QUIANI	FOTOVOLTAICO	FV ARICA 2	EN CALIFICACIÓN	BASE	2025	3
TARAPACÁ	LAGUNAS	FOTOVOLTAICO	BELLAVISTA	APROBADA	BASE	2022	6
TARAPACÁ	LAGUNAS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2024	6
TARAPACÁ	LAGUNAS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2027	3
TARAPACÁ	LAGUNAS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2034	3
TARAPACÁ	LAGUNAS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2038	3
TARAPACÁ	POZO ALMONTE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2033	6
TARAPACÁ	POZO ALMONTE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2037	3
ANTOFAGASTA	ARMAZONES	FOTOVOLTAICO	ARMAZONES DOS	EN CALIFICACIÓN	BASE	2022	4,5
ANTOFAGASTA	ARMAZONES	FOTOVOLTAICO	ARMAZONES UNO	EN CALIFICACIÓN	BASE	2022	5,5
ANTOFAGASTA	BOLLENAR	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	3
ANTOFAGASTA	CALAMA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2023	6
ANTOFAGASTA	CALAMA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2026	6
ANTOFAGASTA	TAP OFF LA NEGRA	FOTOVOLTAICO	FV BU GR CKURU	EN CALIFICACIÓN	BASE	2022	6
ANTOFAGASTA	TAP OFF LA NEGRA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2025	6
ANTOFAGASTA	TAP OFF LA NEGRA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2028	3
ANTOFAGASTA	URIBE	FOTOVOLTAICO	FV GR CKILR	APROBADA	BASE	2022	6
ANTOFAGASTA	URIBE	FOTOVOLTAICO	FV GR LOCKMA	APROBADA	BASE	2024	6
ANTOFAGASTA	URIBE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2026	6
ANTOFAGASTA	URIBE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2030	3
ATACAMA	CALDERA	FOTOVOLTAICO	CE CALDERA A9R	EN CALIFICACIÓN	BASE	2022	6
ATACAMA	CERRILLOS	FOTOVOLTAICO	PARQUE ALIANZA	EN CALIFICACIÓN	BASE	2022	6
ATACAMA	CERRILLOS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2025	3
ATACAMA	COPIAPO	FOTOVOLTAICO	PARQUE BRAMADA	EN CALIFICACIÓN	BASE	2022	6
ATACAMA	COPIAPO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2025	3
ATACAMA	COPIAPO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2028	3
ATACAMA	DIEGO DE ALMAGRO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2023	4
ATACAMA	DIEGO DE ALMAGRO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2028	4
ATACAMA	DIEGO DE ALMAGRO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2034	3
ATACAMA	EL SALADO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	3
ATACAMA	EL SALADO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2032	3
ATACAMA	HERNAN FUENTES	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2023	3
ATACAMA	HERNAN FUENTES	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2027	3
ATACAMA	HERNAN FUENTES	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2034	3
ATACAMA	INCAHUASI	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2027	3
ATACAMA	LOS LOROS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	3
ATACAMA	LOS LOROS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2030	6
ATACAMA	LOS LOROS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2035	3
ATACAMA	VALLENAR	FOTOVOLTAICO	FV GR ASTILLAS	APROBADA	BASE	2022	6
ATACAMA	VALLENAR	FOTOVOLTAICO	PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO MARAÑÓN II	EN CALIFICACIÓN	BASE	2024	6
ATACAMA	VALLENAR	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2027	3
COQUIMBO	COMPAÑÍAS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2024	6
COQUIMBO	COMPAÑÍAS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2027	6
COQUIMBO	COMPAÑÍAS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2031	6
COQUIMBO	COMPAÑÍAS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2037	6
COQUIMBO	ILLAPEL	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2026	6
COQUIMBO	ILLAPEL	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2030	3
COQUIMBO	ILLAPEL	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2034	3
COQUIMBO	ILLAPEL	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2038	3
COQUIMBO	MARQUESA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2021	3
COQUIMBO	MARQUESA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2022	3
COQUIMBO	MARQUESA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2025	3
COQUIMBO	MARQUESA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2034	3
COQUIMBO	MARQUESA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2038	3
COQUIMBO	MONTE PATRIA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2023	6
COQUIMBO	MONTE PATRIA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2032	3
COQUIMBO	MONTE PATRIA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2035	6
COQUIMBO	MONTE PATRIA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2038	3
COQUIMBO	OVALLE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	3
COQUIMBO	OVALLE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2023	3
COQUIMBO	OVALLE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2024	3
COQUIMBO	OVALLE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2025	3
COQUIMBO	OVALLE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2027	3
COQUIMBO	OVALLE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 6	N/A	BASE	2032	3
COQUIMBO	OVALLE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 7	N/A	BASE	2038	3
COQUIMBO	PEÑON	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	6
COQUIMBO	PEÑON	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2025	6
COQUIMBO	PEÑON	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2028	6
COQUIMBO	PEÑON	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2032	3
COQUIMBO	PEÑON	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2036	6
COQUIMBO	PEÑON	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 6	N/A	BASE	2039	6

Región	Subestación	Tecnología	Nombre PMGD	RCA	Escenario	PES	MW
COQUIMBO	PUNITAQUI	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2023	6
COQUIMBO	PUNITAQUI	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2027	3
COQUIMBO	PUNITAQUI	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2031	3
COQUIMBO	PUNITAQUI	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2036	3
COQUIMBO	PUNITAQUI	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2039	3
COQUIMBO	SALAMANCA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	3
COQUIMBO	SALAMANCA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2026	3
COQUIMBO	SALAMANCA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2030	3
COQUIMBO	SALAMANCA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2035	3
COQUIMBO	VICUÑA	FOTOVOLTAICO	FUNDO SAN ISIDRO	EN CALIFICACIÓN	BASE	2022	6
COQUIMBO	VICUÑA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2025	6
COQUIMBO	VICUÑA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2029	3
COQUIMBO	VICUÑA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2034	3
VALPARAÍSO	CABILDO	FOTOVOLTAICO	ESFENA	N/A	BASE	2022	4
VALPARAÍSO	CABILDO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2021	3
VALPARAÍSO	CABILDO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2028	3
VALPARAÍSO	CABILDO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2032	3
VALPARAÍSO	CABILDO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2036	3
VALPARAÍSO	CABILDO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2039	3
VALPARAÍSO	CASABLANCA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2023	3
VALPARAÍSO	CASABLANCA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2025	3
VALPARAÍSO	CASABLANCA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2028	3
VALPARAÍSO	CASABLANCA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2035	3
VALPARAÍSO	CASABLANCA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2039	3
VALPARAÍSO	CATEMU	FOTOVOLTAICO	PARQUE EL CAQUI	N/A	BASE	2021	6
VALPARAÍSO	CATEMU	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2028	3
VALPARAÍSO	CATEMU	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2033	3
VALPARAÍSO	CATEMU	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2037	3
VALPARAÍSO	CONCON	FOTOVOLTAICO	CENTRAL LLIU LLIU	N/A	BASE	2021	2,99
VALPARAÍSO	CONCON	FOTOVOLTAICO	CENTRAL TABOLANGO	APROBADA	BASE	2022	6
VALPARAÍSO	CONCON	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2025	3
VALPARAÍSO	CONCON	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2034	3
VALPARAÍSO	CONCON	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2038	3
VALPARAÍSO	EL MELON	FOTOVOLTAICO	PARQUE FOTOVOLTAICO EL CHAMIZAL 1	N/A	BASE	2021	3
VALPARAÍSO	EL MELON	FOTOVOLTAICO	PEÑA	EN CALIFICACIÓN	BASE	2023	6
VALPARAÍSO	LA CALERA	FOTOVOLTAICO	LA PENIA	EN CALIFICACIÓN	BASE	2022	6
VALPARAÍSO	LA CALERA	FOTOVOLTAICO	LOS CAÑONES SUNLIGHT	EN CALIFICACIÓN	BASE	2024	6
VALPARAÍSO	LA CALERA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2028	3
VALPARAÍSO	LAS VEGAS (CHILQUINTA)	FOTOVOLTAICO	PARQUE VALPARAÍSO	EN CALIFICACIÓN	BASE	2023	6
VALPARAÍSO	LAS VEGAS (CHILQUINTA)	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2025	6
VALPARAÍSO	LAS VEGAS (CHILQUINTA)	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2028	6
VALPARAÍSO	LAS VEGAS (CHILQUINTA)	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2033	6
VALPARAÍSO	LAS VEGAS (CHILQUINTA)	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2038	6
VALPARAÍSO	LOS PLACERES	DIESEL	FONCK DIESEL	N/A	BASE	2022	3
VALPARAÍSO	PANQUEHUE	FOTOVOLTAICO	CRUZ 2	EN CALIFICACIÓN	BASE	2022	3
VALPARAÍSO	PANQUEHUE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2025	3
VALPARAÍSO	PANQUEHUE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2034	3
VALPARAÍSO	PANQUEHUE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2037	3
VALPARAÍSO	PEÑABLANCA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2023	3
VALPARAÍSO	PEÑABLANCA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2026	3
VALPARAÍSO	PEÑABLANCA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2030	3
VALPARAÍSO	PEÑABLANCA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2035	3
VALPARAÍSO	PEÑABLANCA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2038	3
VALPARAÍSO	QUILPUJE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2023	3
VALPARAÍSO	QUINQUIMO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2021	3
VALPARAÍSO	SAN ANTONIO	FOTOVOLTAICO	CHAGUAL	N/A	BASE	2023	6
VALPARAÍSO	SAN FELIPE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2021	3
VALPARAÍSO	SAN FELIPE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2022	3
VALPARAÍSO	SAN FELIPE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2023	3
VALPARAÍSO	SAN FELIPE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2025	3
VALPARAÍSO	SAN FELIPE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2028	3
VALPARAÍSO	SAN FELIPE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 6	N/A	BASE	2033	3
VALPARAÍSO	SAN FELIPE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 7	N/A	BASE	2036	3
VALPARAÍSO	SAN FELIPE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 8	N/A	BASE	2039	3
VALPARAÍSO	SAN PEDRO (AES GENER)	FOTOVOLTAICO	PALTO SUNLIGHT	EN CALIFICACIÓN	BASE	2022	6
VALPARAÍSO	SAN PEDRO (AES GENER)	FOTOVOLTAICO	PFV RAUTÉN IV	EN CALIFICACIÓN	BASE	2024	6
VALPARAÍSO	SAN PEDRO (AES GENER)	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2028	3
VALPARAÍSO	SAN PEDRO (AES GENER)	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2033	3
VALPARAÍSO	SAN PEDRO (AES GENER)	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2038	3
VALPARAÍSO	SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	FOTOVOLTAICO	PLANTA FOTOVOLTAICA EL SAUCE	N/A	BASE	2021	4
VALPARAÍSO	SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2021	6
VALPARAÍSO	SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2022	6
VALPARAÍSO	SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2024	6
VALPARAÍSO	SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2027	6
VALPARAÍSO	SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2033	6
VALPARAÍSO	SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 6	N/A	BASE	2038	6



Región	Subestación	Tecnología	Nombre PMGD	RCA	Escenario	PES	MW
METROPOLITANA	BATUCO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2023	6
METROPOLITANA	BATUCO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2024	6
METROPOLITANA	BATUCO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2026	6
METROPOLITANA	BATUCO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2029	6
METROPOLITANA	BATUCO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 6	N/A	BASE	2032	3
METROPOLITANA	BATUCO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 7	N/A	BASE	2035	3
METROPOLITANA	BATUCO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 8	N/A	BASE	2039	3
METROPOLITANA	BATUCO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	6
METROPOLITANA	BOLLENAR	FOTOVOLTAICO	PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO LOS MOLINOS 3	APROBADA	BASE	2022	6
METROPOLITANA	BOLLENAR	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2024	6
METROPOLITANA	BOLLENAR	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2032	6
METROPOLITANA	BOLLENAR	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2035	3
METROPOLITANA	BOLLENAR	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2038	3
METROPOLITANA	CURACAVI	FOTOVOLTAICO	PARQUE FOTOVOLTAICO LA ROSA DE SHARON	APROBADA	BASE	2023	3
METROPOLITANA	CURACAVI	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2026	3
METROPOLITANA	CURACAVI	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2029	3
METROPOLITANA	CURACAVI	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2034	3
METROPOLITANA	CURACAVI	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2038	3
METROPOLITANA	EL MANZANO (ENEL DISTRIBUCIÓN)	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	6
METROPOLITANA	EL MANZANO (ENEL DISTRIBUCIÓN)	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2024	6
METROPOLITANA	EL MANZANO (ENEL DISTRIBUCIÓN)	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2026	6
METROPOLITANA	EL MANZANO (ENEL DISTRIBUCIÓN)	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2029	6
METROPOLITANA	EL MANZANO (ENEL DISTRIBUCIÓN)	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2032	3
METROPOLITANA	EL MANZANO (ENEL DISTRIBUCIÓN)	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 6	N/A	BASE	2036	3
METROPOLITANA	EL MANZANO (ENEL DISTRIBUCIÓN)	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 6	N/A	BASE	2040	3
METROPOLITANA	EL MONTE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	3
METROPOLITANA	EL PAICO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2028	3
METROPOLITANA	EL PAICO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2033	3
METROPOLITANA	EL PEUMO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	6
METROPOLITANA	EL PEUMO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2029	6
METROPOLITANA	EL PEUMO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2034	3
METROPOLITANA	FATIMA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2023	3
METROPOLITANA	ISLA DE MAIPO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2021	6
METROPOLITANA	ISLA DE MAIPO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2023	6
METROPOLITANA	ISLA DE MAIPO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2025	6
METROPOLITANA	ISLA DE MAIPO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2028	6
METROPOLITANA	ISLA DE MAIPO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2031	6
METROPOLITANA	ISLA DE MAIPO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 6	N/A	BASE	2035	3
METROPOLITANA	ISLA DE MAIPO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 7	N/A	BASE	2039	3
METROPOLITANA	LA MANGA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2021	3
METROPOLITANA	LA MANGA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2023	3
METROPOLITANA	LA MANGA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2025	3
METROPOLITANA	LA MANGA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2028	3
METROPOLITANA	LA MANGA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2032	3
METROPOLITANA	LAS ARANAS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	6
METROPOLITANA	LO BOZA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2021	6
METROPOLITANA	LO BOZA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2023	6
METROPOLITANA	LO BOZA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2025	6
METROPOLITANA	LO BOZA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2028	6
METROPOLITANA	LO BOZA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2031	6
METROPOLITANA	LO BOZA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 6	N/A	BASE	2035	6
METROPOLITANA	LO BOZA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 7	N/A	BASE	2039	3
METROPOLITANA	MALLOCO	FOTOVOLTAICO	EL GUANACO SOLAR II	EN CALIFICACIÓN	BASE	2022	6
METROPOLITANA	MALLOCO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2023	6
METROPOLITANA	MALLOCO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2025	6
METROPOLITANA	MALLOCO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2027	6
METROPOLITANA	MALLOCO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2029	6
METROPOLITANA	MALLOCO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2032	6
METROPOLITANA	MALLOCO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 6	N/A	BASE	2035	6
METROPOLITANA	MALLOCO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 7	N/A	BASE	2039	6
METROPOLITANA	PIRQUE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	6
METROPOLITANA	PUNTA PEUCO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	3
METROPOLITANA	PUNTA PEUCO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2024	3
METROPOLITANA	SANTA MARTA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2021	3
METROPOLITANA	SANTA MARTA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2022	3
METROPOLITANA	SANTA MARTA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2023	3
METROPOLITANA	SANTA MARTA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2025	3
METROPOLITANA	SANTA MARTA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2028	3
METROPOLITANA	SANTA MARTA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 6	N/A	BASE	2031	3
METROPOLITANA	SANTA MARTA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 7	N/A	BASE	2035	3
METROPOLITANA	SANTA MARTA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 8	N/A	BASE	2039	3
METROPOLITANA	SANTA ROSA (TRANSNET)	FOTOVOLTAICO	PARQUE EL MEMBRILLO	EN CALIFICACIÓN	BASE	2022	3
O'HIGGINS	ALCONES	FOTOVOLTAICO	RINCONADA DE ALCONES	APROBADA	BASE	2022	6
O'HIGGINS	CHIMBARONGO	FOTOVOLTAICO	CHIMBARONGO 3	EN CALIFICACIÓN	BASE	2022	3
O'HIGGINS	CHUMAQUITO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	6
O'HIGGINS	COLCHAGUA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	3
O'HIGGINS	COLCHAGUA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2024	3
O'HIGGINS	COLCHAGUA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2026	3
O'HIGGINS	COLCHAGUA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2029	3
O'HIGGINS	COLCHAGUA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2032	3



Región	Subestación	Tecnología	Nombre PMGD	RCA	Escenario	PES	MW
O'HIGGINS	EL MANZANO (CGE)	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2028	3
O'HIGGINS	EL MANZANO (CGE)	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2033	3
O'HIGGINS	GRANEROS	FOTOVOLTAICO	MELI XIII	APROBADA	BASE	2021	6
O'HIGGINS	GRANEROS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2023	3
O'HIGGINS	GRANEROS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2025	3
O'HIGGINS	GRANEROS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2033	3
O'HIGGINS	GRANEROS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2037	3
O'HIGGINS	LAS CABRAS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2021	3
O'HIGGINS	LAS CABRAS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2023	3
O'HIGGINS	LAS CABRAS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2025	3
O'HIGGINS	LAS CABRAS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2028	3
O'HIGGINS	LAS CABRAS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2031	3
O'HIGGINS	LIHUEIMO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2021	3
O'HIGGINS	LIHUEIMO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2023	3
O'HIGGINS	LO MIRANDA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2021	6
O'HIGGINS	LO MIRANDA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2023	6
O'HIGGINS	MALLOA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	3
O'HIGGINS	MARCHIGÜE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2021	3
O'HIGGINS	MARCHIGÜE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2030	3
O'HIGGINS	MARCHIGÜE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2033	3
O'HIGGINS	MARCHIGÜE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2037	3
O'HIGGINS	NANCAGUA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2021	3
O'HIGGINS	PANIAHUE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2021	6
O'HIGGINS	PANIAHUE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2023	3
O'HIGGINS	PORTEZUELO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	1,5
O'HIGGINS	QUELENTARO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	3
O'HIGGINS	QUINTA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	4
O'HIGGINS	QUINTA DE TILCOCO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2021	6
O'HIGGINS	RENGO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2021	3
O'HIGGINS	RENGO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2023	3
O'HIGGINS	RENGO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2025	3
O'HIGGINS	RENGO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2033	3
O'HIGGINS	RENGO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2036	3
O'HIGGINS	ROSARIO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	6
O'HIGGINS	ROSARIO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2024	6
O'HIGGINS	SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	6
O'HIGGINS	SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2024	6
O'HIGGINS	SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2027	6
O'HIGGINS	SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2030	6
O'HIGGINS	SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	6
O'HIGGINS	SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2023	6
O'HIGGINS	SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2025	3
O'HIGGINS	SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2034	3
O'HIGGINS	SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2036	3
O'HIGGINS	SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 6	N/A	BASE	2039	3
O'HIGGINS	TUNICHE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	4
MAULE	CAUQUENES	FOTOVOLTAICO	PMGD PV LA VENDIMIA	EN CALIFICACIÓN	BASE	2022	6
MAULE	CHACAHUIN	FOTOVOLTAICO	LAS CATITAS	APROBADA	BASE	2021	6
MAULE	CHACAHUIN	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2023	3
MAULE	CHACAHUIN	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2031	3
MAULE	CHACAHUIN	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2034	3
MAULE	CHACAHUIN	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2038	3
MAULE	COLBUN	FOTOVOLTAICO	LAS GOLONDRINAS	APROBADA	BASE	2022	6
MAULE	LA PALMA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2031	6
MAULE	LA PALMA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2034	6
MAULE	LA PALMA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2038	3
MAULE	LA VEGA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2021	3
MAULE	LINARES NORTE	FOTOVOLTAICO	PMGD PACHIRA	APROBADA	BASE	2021	6
MAULE	LINARES NORTE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	6
MAULE	LINARES NORTE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2024	6
MAULE	LINARES NORTE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2027	6
MAULE	LINARES NORTE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2030	6
MAULE	LINARES NORTE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2033	6
MAULE	LINARES NORTE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 6	N/A	BASE	2037	3
MAULE	LONGAVI	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2021	3
MAULE	MOLINA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2021	6
MAULE	MOLINA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2023	6
MAULE	MOLINA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2025	6
MAULE	MOLINA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2028	3
MAULE	MOLINA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2033	3
MAULE	MOLINA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 6	N/A	BASE	2038	3
MAULE	NIRIVILLO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2021	3
MAULE	PANGUILLEMO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2021	3
MAULE	PARRAL	FOTOVOLTAICO	COIHUE X	APROBADA	BASE	2021	6
MAULE	PARRAL	FOTOVOLTAICO	FRANGEL	APROBADA	BASE	2023	6
MAULE	PARRAL	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2032	6
MAULE	PARRAL	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2036	3
MAULE	PARRONAL	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	2
MAULE	PASO HONDO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	6

Región	Subestación	Tecnología	Nombre PMGD	RCA	Escenario	PES	MW
MAULE	RAUQUEN	FOTOVOLTAICO	PARQUE CURICURA	APROBADA	BASE	2022	6
MAULE	RAUQUEN	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2024	6
MAULE	RAUQUEN	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2026	6
MAULE	RAUQUEN	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2029	6
MAULE	RAUQUEN	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2032	6
MAULE	RAUQUEN	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2036	3
MAULE	SAN MIGUEL	FOTOVOLTAICO	PFV LOS TORDOS	APROBADA	BASE	2022	6
MAULE	SAN RAFAEL	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2021	3
MAULE	SAN RAFAEL	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2023	3
MAULE	TENO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	6
MAULE	TENO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2024	6
MAULE	TENO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2026	6
MAULE	TENO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2029	6
MAULE	TENO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2032	6
MAULE	TENO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 6	N/A	BASE	2036	3
MAULE	TENO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 7	N/A	BASE	2040	3
MAULE	VILLA PRAT	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	3
MAULE	YERBAS BUENAS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2023	6
ÑUBLE	CHILLAN	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2021	6
ÑUBLE	CHILLAN	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2021	6
ÑUBLE	CHILLAN	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2022	6
ÑUBLE	CHILLAN	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2023	6
ÑUBLE	CHILLAN	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2024	6
ÑUBLE	CHILLAN	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 6	N/A	BASE	2026	6
ÑUBLE	CHILLAN	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 7	N/A	BASE	2028	6
ÑUBLE	CHILLAN	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 8	N/A	BASE	2030	6
ÑUBLE	CHILLAN	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 9	N/A	BASE	2033	6
ÑUBLE	CHILLAN	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 10	N/A	BASE	2036	6
ÑUBLE	CHILLAN	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 11	N/A	BASE	2039	6
ÑUBLE	COCHARCAS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2021	6
ÑUBLE	COCHARCAS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2022	3
ÑUBLE	QUIRIHUE	FOTOVOLTAICO	PARQUE LA ALCALDESA	APROBADA	BASE	2022	6
ÑUBLE	SAN CARLOS	FOTOVOLTAICO	PARQUE SOLAR LIRUTAO	EN CALIFICACIÓN	BASE	2024	6
ÑUBLE	SAN CARLOS	FOTOVOLTAICO	PMGD MUTUPIN	APROBADA	BASE	2022	9
ÑUBLE	SAN GREGORIO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2024	3
ÑUBLE	SAN GREGORIO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2026	3
ÑUBLE	SAN GREGORIO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2033	3
ÑUBLE	SAN GREGORIO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2036	3
ÑUBLE	SAN GREGORIO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2039	3
ÑUBLE	SAN GREGORIO	FOTOVOLTAICO	SOLAR SAN CAMILO	N/A	BASE	2022	6
ÑUBLE	SANTA ELISA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	3
ÑUBLE	SANTA ELISA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2024	3
ÑUBLE	SANTA ELVIRA	FOTOVOLTAICO	CHILLÁN O HIGGINS	N/A	BASE	2022	6
ÑUBLE	SANTA ELVIRA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2024	6
ÑUBLE	SANTA ELVIRA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2026	6
ÑUBLE	SANTA ELVIRA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2029	6
ÑUBLE	SANTA ELVIRA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2032	6
ÑUBLE	SANTA ELVIRA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 6	N/A	BASE	2035	3
ÑUBLE	SANTA ELVIRA	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 7	N/A	BASE	2039	3
ÑUBLE	TRES ESQUINAS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	3
ÑUBLE	TRES ESQUINAS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2032	3
ÑUBLE	TRES ESQUINAS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2035	3
ÑUBLE	TRES ESQUINAS	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2039	3
BÍO BÍO	CABRERO	FOTOVOLTAICO	CABRERO 3	N/A	BASE	2021	6
BÍO BÍO	CABRERO	FOTOVOLTAICO	CABRERO I-F	N/A	BASE	2023	6
BÍO BÍO	CABRERO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2025	6
BÍO BÍO	CABRERO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2034	6
BÍO BÍO	CABRERO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2036	6
BÍO BÍO	CABRERO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2039	6
BÍO BÍO	DUQUECO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2023	2,6
BÍO BÍO	DUQUECO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2026	3
BÍO BÍO	DUQUECO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2029	3
BÍO BÍO	DUQUECO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2034	3
BÍO BÍO	DUQUECO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2038	3
BÍO BÍO	EL AVELLANO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2025	3
BÍO BÍO	EL AVELLANO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2028	3
BÍO BÍO	EL AVELLANO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2034	3
BÍO BÍO	EL AVELLANO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2038	3
BÍO BÍO	EL AVELLANO	FOTOVOLTAICO	SOLAR MAQUEHUE	APROBADA	BASE	2023	6
BÍO BÍO	LOS ANGELES (TRANSNET)	FOTOVOLTAICO	CENTRAL CHACAICO	EN CALIFICACIÓN	BASE	2027	6
BÍO BÍO	LOS ANGELES (TRANSNET)	FOTOVOLTAICO	SAN LUCAS	EN CALIFICACIÓN	BASE	2024	6
BÍO BÍO	LOS ANGELES (TRANSNET)	FOTOVOLTAICO	SANTA JULIA	APROBADA	BASE	2022	6
BÍO BÍO	NEGRETE	EÓLICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2024	6
BÍO BÍO	NEGRETE	FOTOVOLTAICO	LAJA ANDINO SOLAR	APROBADA	BASE	2023	6
BÍO BÍO	NEGRETE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2026	3
BÍO BÍO	NEGRETE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2029	3
BÍO BÍO	NEGRETE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2034	3

Región	Subestación	Tecnología	Nombre PMGD	RCA	Escenario	PES	MW
BÍO BÍO	PICOLTUE	EÓLICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2024	3
BÍO BÍO	PICOLTUE	FOTOVOLTAICO	MULCHÉN SANTA BÁRBARA 1	EN CALIFICACIÓN	BASE	2024	6
BÍO BÍO	PICOLTUE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2026	3
BÍO BÍO	PICOLTUE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2029	3
BÍO BÍO	PICOLTUE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2033	3
BÍO BÍO	PICOLTUE	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2038	3
ARAUCANÍA	ANGOL	EÓLICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2023	6
ARAUCANÍA	ANGOL	EÓLICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2027	3
ARAUCANÍA	ANGOL	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2025	3
ARAUCANÍA	ANGOL	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2030	3
ARAUCANÍA	ANGOL	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2034	3
ARAUCANÍA	ANGOL	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 6	N/A	BASE	2038	3
ARAUCANÍA	ENLACE IMPERIAL	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2024	3
ARAUCANÍA	LAUTARO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2027	3
ARAUCANÍA	LAUTARO	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2031	3
ARAUCANÍA	LAUTARO	FOTOVOLTAICO	VIOLETA SOLAR IX	EN CALIFICACIÓN	BASE	2024	6
ARAUCANÍA	LOS SAUCES	FOTOVOLTAICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2024	3
LOS RÍOS	PANGUIPULLI	HIDROELÉCTRICA	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2022	1
LOS RÍOS	PANGUIPULLI	HIDROELÉCTRICA	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2025	1
LOS RÍOS	PANGUIPULLI	HIDROELÉCTRICA	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2028	1
LOS RÍOS	PANGUIPULLI	HIDROELÉCTRICA	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2031	1
LOS RÍOS	PANGUIPULLI	HIDROELÉCTRICA	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2035	1
LOS RÍOS	PANGUIPULLI	HIDROELÉCTRICA	PROYECTADO 6	N/A	BASE	2039	1
LOS RÍOS	PICHIRROPULLI	HIDROELÉCTRICA	AMPLIACIÓN LAS FLORES	APROBADA	BASE	2023	3,8
LOS RÍOS	PICHIRROPULLI	HIDROELÉCTRICA	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2027	1
LOS RÍOS	PICHIRROPULLI	HIDROELÉCTRICA	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2031	1
LOS RÍOS	PICHIRROPULLI	HIDROELÉCTRICA	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2035	1
LOS RÍOS	PICHIRROPULLI	HIDROELÉCTRICA	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2039	1
LOS LAGOS	AIHUAPI	EÓLICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2023	3
LOS LAGOS	AIHUAPI	HIDROELÉCTRICA	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2025	1
LOS LAGOS	AIHUAPI	HIDROELÉCTRICA	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2029	1
LOS LAGOS	AIHUAPI	HIDROELÉCTRICA	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2033	1
LOS LAGOS	AIHUAPI	HIDROELÉCTRICA	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2038	1
LOS LAGOS	ALTO BONITO	DIESEL	CORCOVADO	N/A	BASE	2022	6
LOS LAGOS	ANCUD	EÓLICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2023	6
LOS LAGOS	ANCUD	EÓLICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2027	6
LOS LAGOS	ANCUD	EÓLICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2031	6
LOS LAGOS	ANCUD	EÓLICO	PROYECTADO 4	N/A	BASE	2035	6
LOS LAGOS	ANCUD	EÓLICO	PROYECTADO 5	N/A	BASE	2039	6
LOS LAGOS	MELIPULLI	HIDROELÉCTRICA	CHAICA LUMEN 2	APROBADA	BASE	2023	6
LOS LAGOS	MELIPULLI	HIDROELÉCTRICA	PROYECTADO 1	APROBADA	BASE	2027	3
LOS LAGOS	MELIPULLI	HIDROELÉCTRICA	PROYECTADO 2	APROBADA	BASE	2033	3
LOS LAGOS	MELIPULLI	HIDROELÉCTRICA	PROYECTADO 3	APROBADA	BASE	2038	3
LOS LAGOS	OSORNO	BIOGÁS	PLANTA BIOGAS OSORNO	N/A	BASE	2023	2
LOS LAGOS	PICHIL	EÓLICO	PROYECTADO 1	N/A	BASE	2023	6
LOS LAGOS	PICHIL	EÓLICO	PROYECTADO 2	N/A	BASE	2027	3
LOS LAGOS	PICHIL	EÓLICO	PROYECTADO 3	N/A	BASE	2031	3