



POR UN CHILE
100% RENOVABLE

Proceso de modificación normativa NT00 PMGD

05 de agosto de 2024



Evaluación de impacto de inyecciones de PMGD con componente de almacenamiento en redes de distribución con restricción horaria

Consulta Pública Abril-23

Artículo 3-29

PMGD con Sistemas de Almacenamiento.

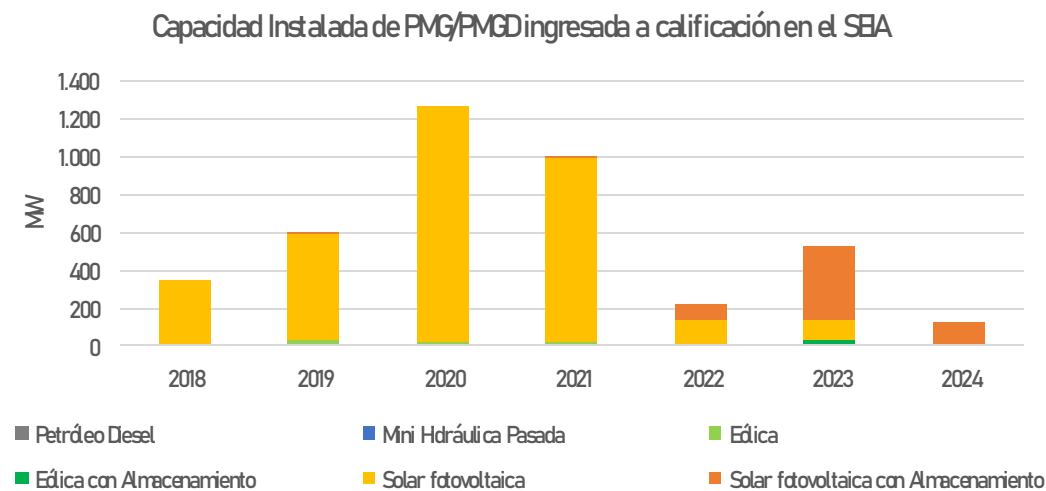
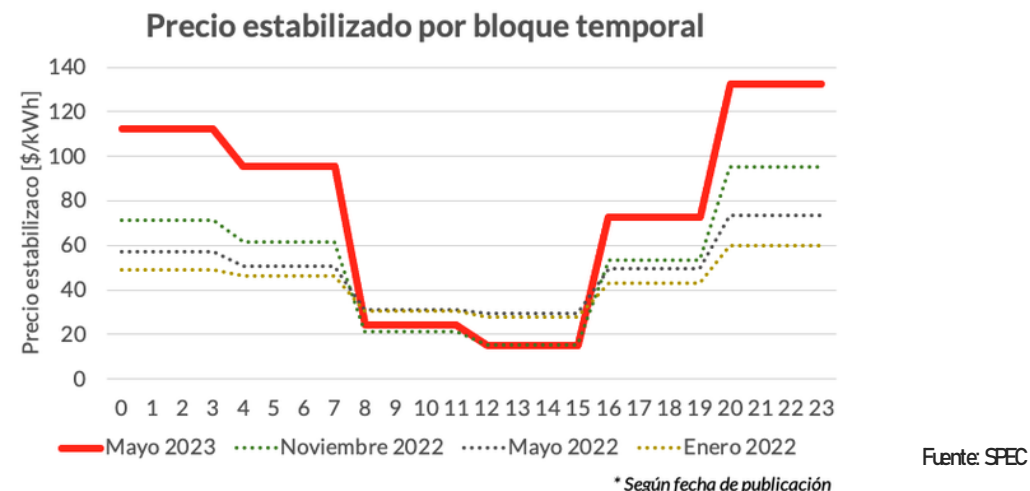
Los PMGD que dispongan sistemas de almacenamiento, a efecto de la revisión de su impacto en los sistemas de distribución, deberán considerar los escenarios más exigentes a los que se verá sometido la operación del PMGD. Esto, considerando los niveles de demanda informados por las Empresas Distribuidoras en condiciones normales de operación, las posibilidades de coincidencia con los GD previstos a conectar, y sin considerar la restricción horaria de generación. Sin perjuicio de lo anterior, en aquellos casos en que estos sistemas puedan restringir sus horarios de inyección, para aminorar su impacto en las redes de distribución, deberán señalar explícitamente en su SCR los horarios de generación del sistema de almacenamiento, e implementar los automatismos y sistemas de monitoreo necesario para limitar sus inyecciones, en caso de que corresponda, en conformidad con la normativa vigente. Todos los antecedentes asociados a los estudios técnicos, así como, las condiciones y limitaciones deberán quedar consignadas en el respectivo ICC. La Superintendencia, en el ámbito de sus facultades, podrá fiscalizar el cumplimiento de las condiciones establecidas en el ICC.

En aquellos casos en que un PMGD en operación o con SCR declarada admisible requiera incluir un sistema de almacenamiento, deberá ingresar una nueva SCR para revisar el impacto a la red asociada, con objeto de identificar si existe alguna modificación de las condiciones previas a las establecidas en sus estudios, y dar cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio. Si la empresa durante la revisión de los estudios preliminares detectase que la conexión, incluyendo el sistema de almacenamiento, no modifican las condiciones establecidas, por cuanto no incluyan la realización de Obras Adicionales o Adecuaciones, la Empresa Distribuidora deberá entregar en la revisión de los resultados preliminares y el respectivo Informe de Criterios de Conexión. Este dará cuenta del cumplimiento de las exigencias de calidad de servicio, en un plazo máximo de dos meses desde que éstos les fuesen comunicados. En caso contrario, deberá ceñirse el procedimiento tal como lo establece la reglamentación vigente. Una vez emitido el ICC actualizado, deberá ser comunicado a todos Interesados ubicados en la zona adyacente asociada al punto de conexión del PMGD que cuenten con una SCR o ICC vigente, o se encuentren en operación, dentro del plazo de cinco días desde la emisión de dicho ICC.

- El artículo 3-29 consideraba la opción de que los propietarios de sistemas de almacenamiento pudiesen predefinir el horario en el que realizarían sus inyecciones, y como contraprestación, el análisis de peor condición para los estudios técnicos (máxima inyección y mínima demanda del alimentador) se realizaría de forma coincidente con dichas inyecciones pre-definidas. Esta disposición fue eliminada y no se incluyó en la NTCO PMGD publicada en febrero 2024.
- Considerando que la mayor parte de los proyectos PMGD en operación corresponden a la tecnología solar fotovoltaica, si bien existe una capacidad de red disponible en los alimentadores en las horas de noche y madrugada, esta no puede ser utilizada, ya que con la regulación vigente el análisis de peor escenario no es coincidente con las inyecciones del proyecto en evaluación, en función de lo cual teóricamente no se detecta capacidad disponible en los alimentadores para ser asignada a los nuevos proyectos.

Antecedentes

- La NTCO PMGD vigente, se constituye como una barrera para el desarrollo de proyectos PMGD con almacenamiento y no es consistente con la modificación efectuada en el DS 88, en donde se estableció un precio estabilizado por bloques temporales, buscando incentivar el desarrollo de proyectos PMGD que inyecten energía en las horas de noche y madrugada.
- A partir de la modificación del régimen de precio estabilizado considerada en el DS 88/2019, publicado en 2020, se ha generado la tendencia de que los proyectos PMGD ingresados al SEIA consideren sistemas de almacenamiento. Sin embargo, cuando estos proyectos gestionen su conexión a la red de distribución se encontrarán con una metodología de evaluación que no lo permitirá.



Antecedentes

- A marzo-2024:
 - El 99% de los proyectos en operación acogidos a precio estabilizado, están bajo el régimen de precio nudo de corto plazo.
 - El 94% de los proyectos en operación acogidos a precio estabilizado corresponden a la tecnología solar fotovoltaica.
- En función de lo anterior, la mayor parte de los proyectos PMGD acogidos a precio estabilizado no tienen un incentivo tarifario para agregar sistemas de almacenamiento, de manera de ocupar la capacidad de red existente en los bloques de noche y madrugada.

Distribución de proyectos en operación acogidos a precio estabilizado

Régimen de Precio	Tecnología	N° de proyectos			
		dic-21	dic-22	dic-23	mar-24
Precio Nudo de Corto Plazo	Biogás	1	1	0	0
	Biomasa	2	8	2	2
	Eólica	7	9	3	3
	Mni Hdráulica Pasada	60	101	19	19
	Solar Fotovoltaico	263	402	463	484
	Térmica	2	102	1	1
Precio Estabilizado	Biomasa	0	1	2	2
	Eólica	0	2	2	2
	Total	335	626	492	513

Régimen de Precio	Tecnología	N° de proyectos (%)			
		dic-21	dic-22	dic-23	mar-24
Precio Nudo de Corto Plazo	Biogás	0,3%	0,2%	0,0%	0,0%
	Biomasa	0,6%	1,3%	0,4%	0,4%
	Eólica	2,1%	1,4%	0,6%	0,6%
	Mni Hdráulica Pasada	17,9%	16,1%	3,9%	3,7%
	Solar Fotovoltaico	78,5%	64,2%	94,1%	94,3%
	Térmica	0,6%	16,3%	0,2%	0,2%
Precio Estabilizado	Biomasa	0,0%	0,2%	0,4%	0,4%
	Eólica	0,0%	0,3%	0,4%	0,4%
	Total	100%	100%	100%	100%

En el artículo 3-27° de la NTCO PMGD publicada en febrero-2024 y actualmente vigente, para los estudios de flujo de potencia de proyectos solares fotovoltaicos sin componente de almacenamiento se considera la obligación de realizar un análisis circunscrito a las horas con sol.

Artículo 3-27°

I. Escenarios de Demanda

En relación con los escenarios de demanda, estos deberán considerar en los estudios de flujo de potencia como mínimo los escenarios:

- a) Demanda mínima neta del Alimentador.
- b) Demanda máxima neta del Alimentador.

Para determinar la demanda mínima neta y máxima neta se deberán considerar los niveles de demanda informados por la Empresa Distribuidora, y las posibilidades de coincidencia de los GD, en concordancia con el recurso energético primario. Lo anterior, de manera de evaluar los casos más exigentes a los que se verá sometido el Alimentador y las zonas adyacentes.

En el caso de los sistemas fotovoltaicos sin componente de almacenamiento, se deberán considerar los bloques de generación y de demanda limitando el análisis de estos a las horas con sol. Estas dependerán de la zona geográfica asociada al punto de conexión, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 3-18, respecto a la Hora de Salida y la Hora de Puesta del sol.

Debiese aplicar el mismo principio para todas las tecnologías, para que, en la medida de que se restrinjan las inyecciones (cómo ocurre con la disponibilidad del recurso solar), el análisis sea coincidente con las horas de inyección de los proyectos

Evaluación y operación de proyectos en bloques horarios:

- Se propone que el análisis de “peor condición” que determinar la capacidad de inyección del PMGD sea consistente con régimen de inyecciones del proyecto en evaluación.
 - El 80% de los PMGD existentes son solares fotovoltaicos, por lo tanto, existe capacidad disponible en los alimentadores en los bloques nocturnos y de madrugada.
 - Mayoritariamente, los proyectos PMGD existentes están acogidos a precio estabilizado DS 244, por lo tanto, no tienen mayores incentivos gestionar sus inyecciones a la red de distribución.
 - Esta modificación permite “materializar” el cambio a precio estabilizado por bloques implementado en el DS 88.

- 1) El **Oficio SEC N° 231322** estableció que los PMGD con almacenamiento podrán establecer una limitación horaria permanente de sus inyecciones para efectos de evaluar su impacto de conexión a la red por bloques horarios definidos de inyección, bajo el régimen de autodespacho, al efecto de revisar el impacto en las redes, debiendo posteriormente acordar con la empresa distribuidora la implementación técnica de dicha solución, lo que deberá quedar plasmado en el IOC.
- 2) El **Oficio SEC N° 232140** estableció una serie de lineamientos técnicos y procedimentales. Entre ellos se destacan:
 - i. Da la responsabilidad a la empresa distribuidora de monitorear y controlar los PMGD que operen por bloques horarios.
 - ii. Los PMGD deben contar con los automatismos necesarios para ser monitoreados y controlados por la Empresa Distribuidora.
 - iii. Los requisitos técnicos para el control y monitoreo solicitados por la distribuidora los que quedarán consignados en el IOC, así como las condiciones y protocolos de operación.
 - iv. Se definen los bloques horarios para la inyección.
 - v. Se determinan responsabilidades y sanciones ante fallas en el sistema de monitoreo y control o incumplimiento en los parámetros acordados.

Evaluación y operación de proyectos en bloques horarios

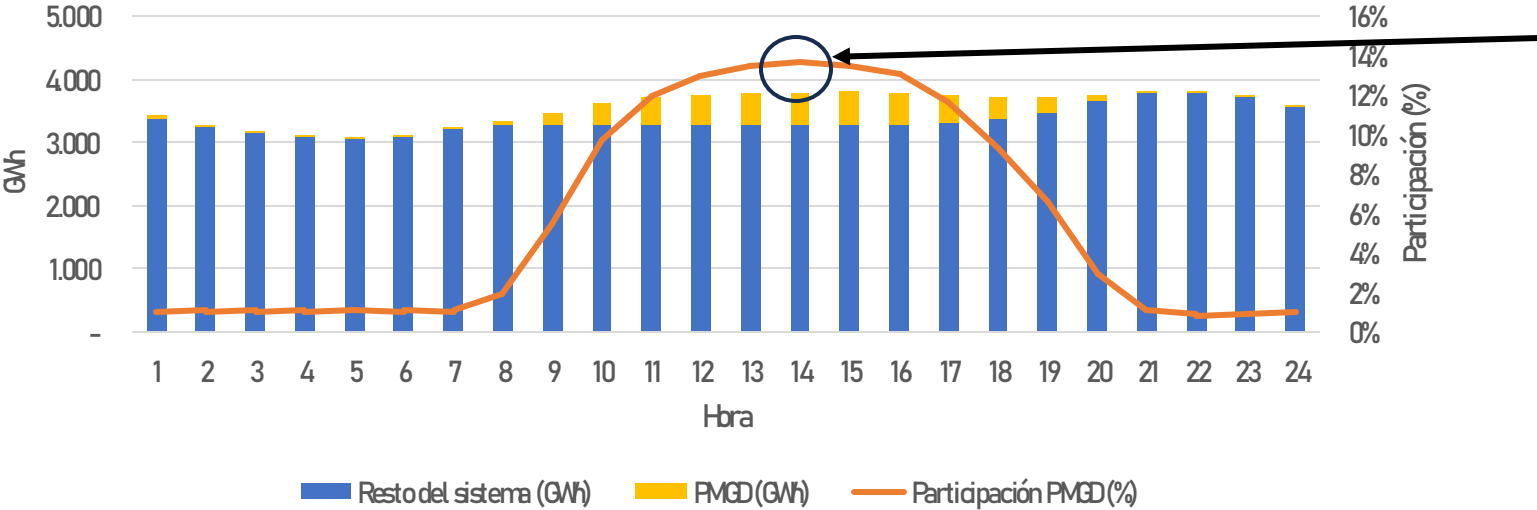
- Los oficios publicados por la SEC permiten una implementación transitoria de la propuesta indicada anteriormente, sin embargo, en dicho oficio se consideran algunas restricciones que se sugiere revisar.
 - Se definen los bloques horarios, correspondiendo a los mismos bloques que se utilizan para el precio estabilizado. Además, se establece la restricción de que los bloques escogidos deben ser continuos.
 - Estas restricciones podrían restar flexibilidad a la condición operacional existente en cada alimentador. Por otra parte, en el marco del proceso de revisión del DS 88, el diagnóstico del MEN da cuenta de la necesidad de revisar los bloques del precio estabilizado para entregar mejoras señales de inversión.

Monitoreo y Control de PMGD

Participación del segmento PMGD

Durante los últimos años, los proyectos PMGD han tenido un gran crecimiento, con lo cual, el volumen acumulado del segmento tiene una participación relevante en la operación del sistema.

Generación SEN (Ago-23 a Jul-24)



14%
Peak participación
anual

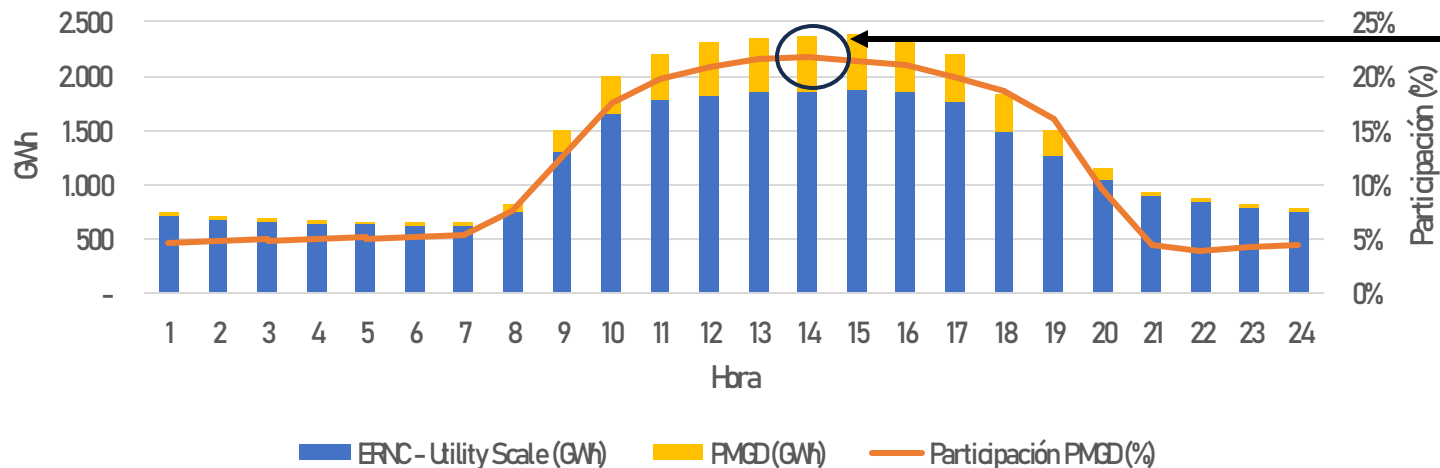
17%
Peak participación
horaria

Participación PMGD c/r a generación total SEN

Hora	ago-23	sept-23	oct-23	nov-23	díc-23	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24
1	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
2	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
3	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
4	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
5	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
6	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
7	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
8	2%	1%	2%	4%	4%	3%	1%	1%	2%	1%	1%	1%
9	5%	3%	6%	9%	10%	9%	5%	4%	6%	4%	2%	3%
10	8%	7%	10%	12%	13%	13%	12%	11%	10%	8%	5%	8%
11	10%	10%	12%	14%	15%	15%	14%	13%	13%	9%	6%	10%
12	10%	11%	14%	15%	16%	16%	16%	16%	13%	10%	7%	11%
13	11%	12%	15%	16%	17%	17%	16%	17%	14%	11%	8%	12%
14	11%	12%	15%	16%	17%	17%	16%	17%	14%	11%	8%	12%
15	10%	12%	15%	16%	17%	17%	16%	16%	13%	10%	8%	12%
16	10%	11%	15%	16%	17%	16%	16%	16%	13%	9%	7%	11%
17	8%	11%	14%	15%	16%	16%	15%	16%	11%	8%	4%	8%
18	3%	9%	13%	15%	16%	16%	15%	15%	6%	2%	1%	2%
19	1%	5%	8%	11%	13%	14%	12%	10%	2%	1%	1%	1%
20	1%	1%	2%	5%	7%	8%	5%	3%	1%	1%	1%	1%
21	1%	1%	1%	1%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
22	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
23	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
24	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%

Fuente: Elaboración propia

Generación ERNC Utility Scale + PMGD (Ago-23 a Jul-24)



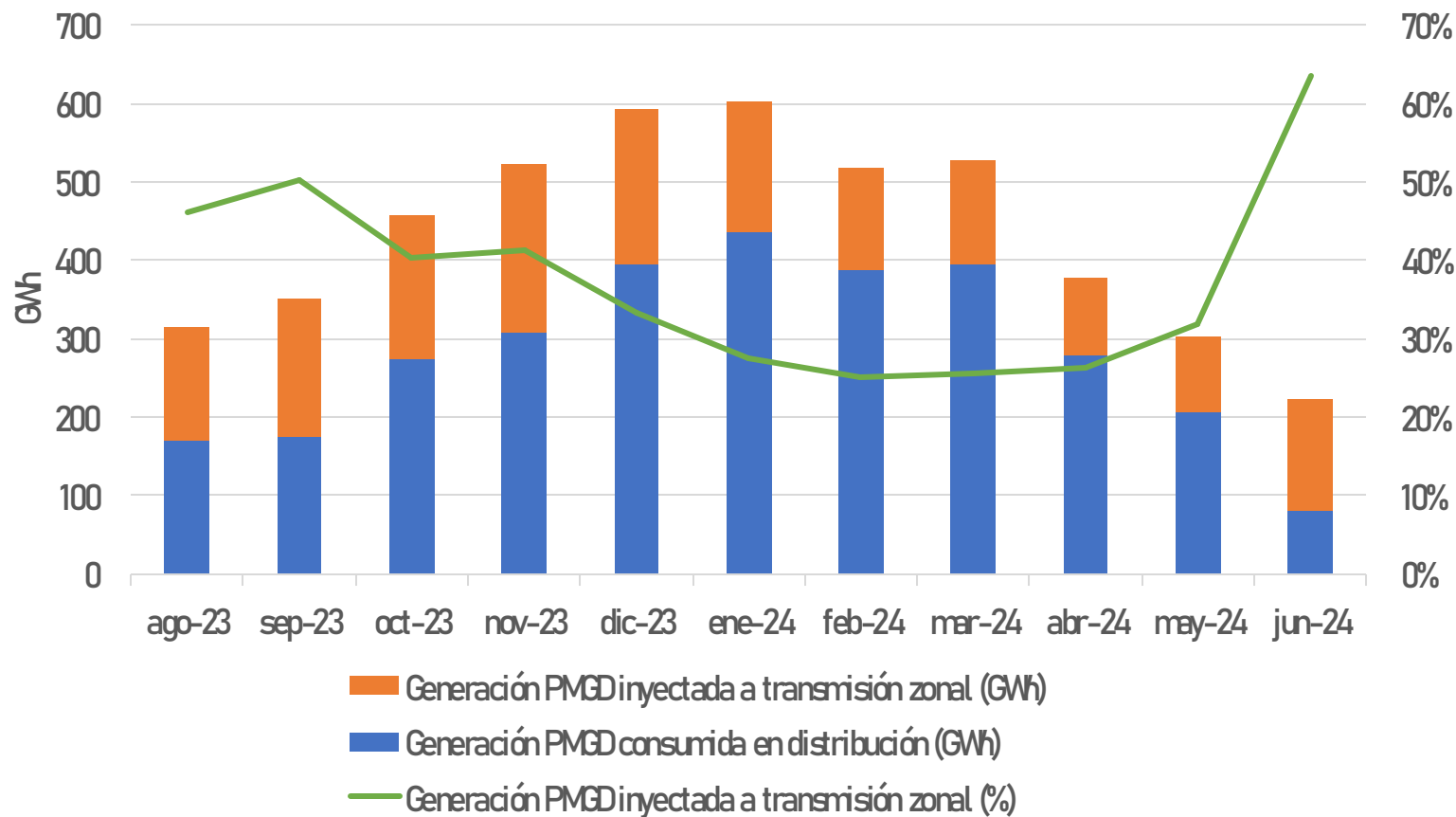
22%
Peak participación
anual

27%
Peak participación
horaria

Participación PMGD c/r a generación (ERNC Utility Scale + PMGD)

Hora	ago-23	sept-23	oct-23	nov-23	dic-23	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24
1	6%	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	5%	4%
2	6%	5%	5%	6%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	5%	4%
3	6%	5%	5%	6%	5%	4%	4%	5%	5%	5%	5%	4%
4	6%	5%	5%	6%	5%	4%	4%	5%	5%	5%	5%	5%
5	6%	5%	5%	6%	5%	5%	4%	5%	5%	5%	5%	5%
6	6%	5%	5%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
7	6%	5%	5%	7%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
8	6%	5%	7%	13%	14%	10%	6%	5%	6%	6%	5%	5%
9	11%	9%	13%	19%	20%	17%	15%	11%	12%	9%	6%	7%
10	16%	15%	18%	22%	23%	22%	21%	19%	18%	14%	9%	13%
11	18%	18%	21%	24%	25%	23%	23%	22%	19%	16%	11%	16%
12	18%	20%	22%	25%	26%	24%	24%	24%	20%	17%	13%	17%
13	19%	21%	23%	25%	26%	25%	25%	24%	20%	18%	13%	18%
14	19%	21%	24%	25%	27%	25%	25%	24%	21%	18%	13%	18%
15	18%	21%	24%	25%	26%	25%	24%	24%	20%	17%	13%	18%
16	18%	20%	24%	25%	26%	25%	24%	24%	20%	16%	12%	18%
17	15%	19%	23%	25%	26%	25%	24%	24%	18%	12%	9%	13%
18	9%	18%	22%	24%	25%	25%	24%	23%	13%	6%	5%	6%
19	5%	12%	16%	21%	23%	23%	22%	18%	7%	4%	4%	3%
20	5%	5%	7%	12%	16%	17%	14%	8%	3%	4%	4%	4%
21	6%	4%	4%	4%	5%	6%	4%	3%	3%	4%	4%	4%
22	6%	5%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	4%
23	6%	5%	4%	5%	4%	3%	3%	4%	4%	5%	5%	4%
24	6%	5%	4%	5%	4%	3%	3%	4%	4%	5%	5%	4%

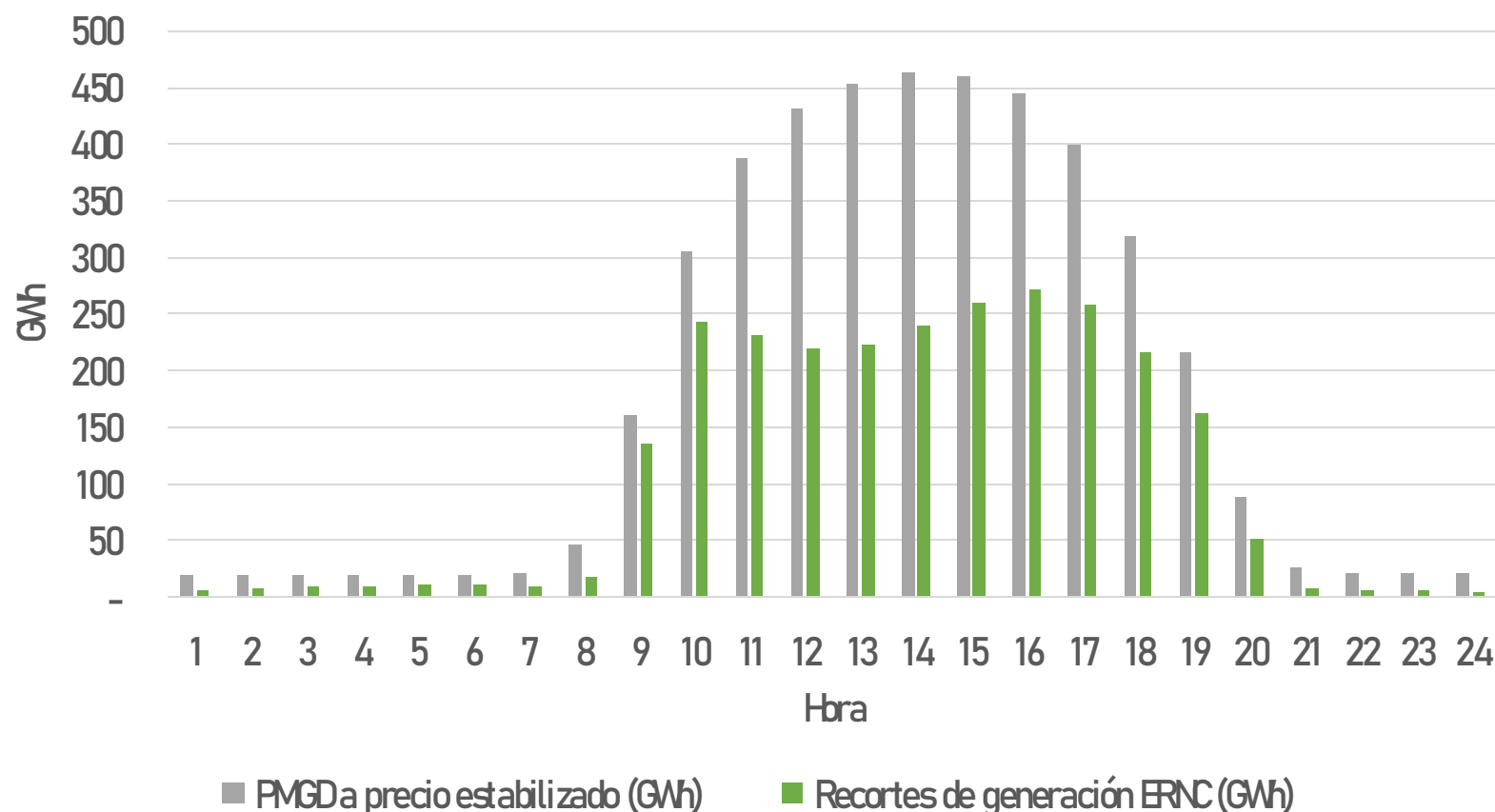
Inyecciones PMGD (ago-23 a jun-24) – Resultados preliminares



35%

De la generación PMGD se inyectó
al sistema de transmisión zonal
entre ago-23 y jun-24

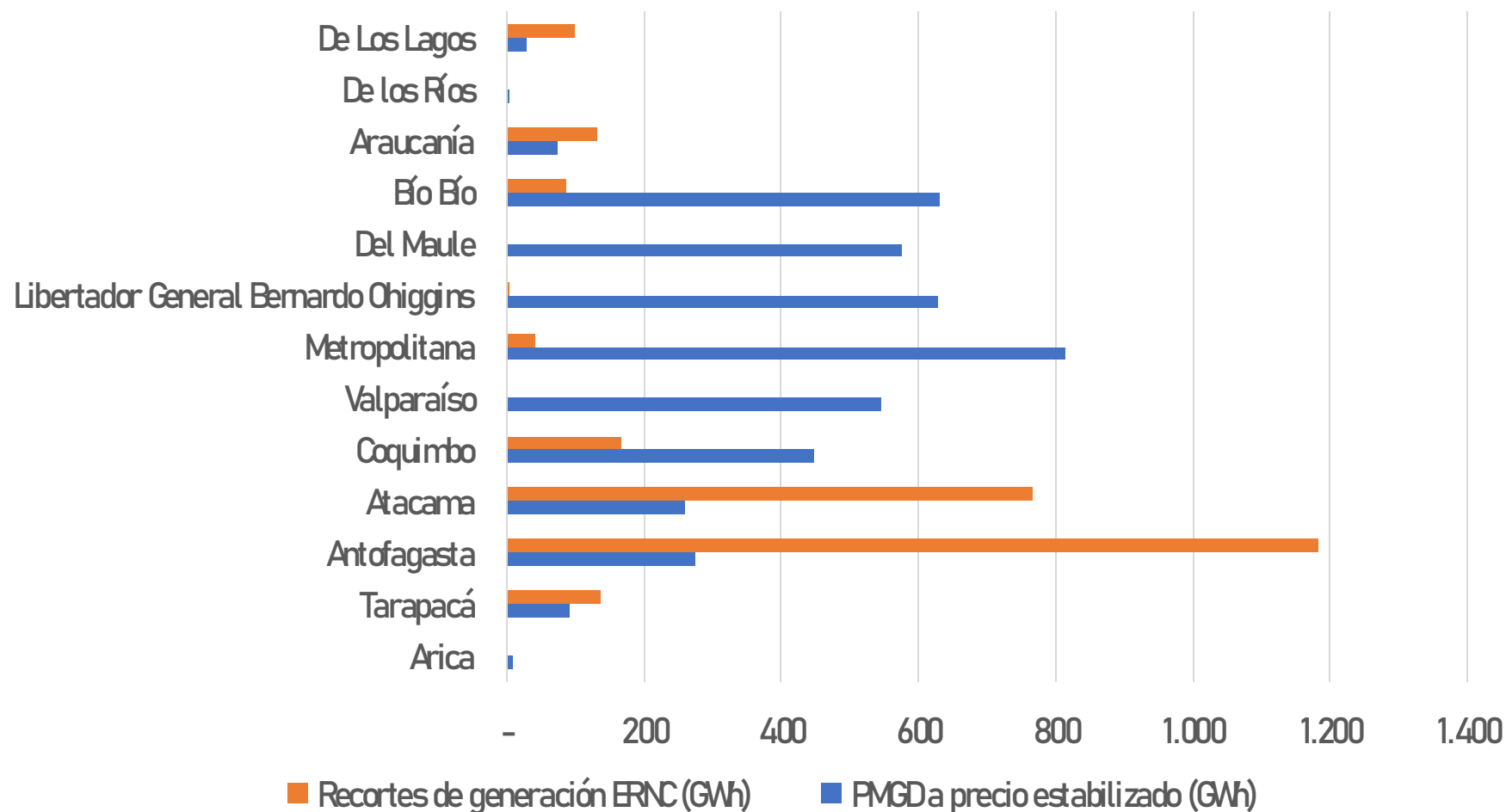
Inyección PMGD a precio estabilizado vs Recortes de Generación ERNC - año 2023



Durante 2023 las inyecciones de PMGD a precio estabilizado correspondieron a **1,7 veces** los recortes de generación ERNC

Fuente: Elaboración propia

Inyección PMGD a precio estabilizado vs Recortes de Generación ERNC – año 2023



Mayoritariamente los recortes de generación ERNC no coinciden geográficamente con las inyecciones PMGD a precio estabilizado

Fuente: Elaboración propia

En línea con el reglamento vigente, se detectan los siguientes escenarios

1. Escenario estático: Corresponde al escenario evaluado en los estudios de conexión de los proyectos. Se detectan oportunidades de mejora en lo relativo a:
 - Variables que se consideran (o no) en los estudios (Net Billing, proyectos de autoconsumo off.grid).
 - Análisis de escenario de peor condición coincidente con régimen de inyección del proyecto en evaluación (bloques horarios).
 - Estudios de congestión de transmisión zonal efectuados por el CEN no considera existencia de demanda.
2. Escenario dinámico: Corresponde a la operación en tiempo real.
 - Seguridad: Es necesario definir los deberes y responsabilidades del CEN, la distribuidora y los PMGD ante congestiones
 - Se propone que, ante riesgos de seguridad en el sistema de transmisión zonal, el CEN notifique a la Distribuidora, y que sea ésta la encargada de gestionar aguas abajo, a partir de principios establecidos en la regulación.
 - Es fundamental el rol de instrucción del CEN en subestaciones primarias de distribución en donde converjan alimentadores de distintas empresas de distribución.
 - Pueden existir escenarios en donde el CEN no pueda actuar oportunamente, y sea la distribuidora la primera en detectar un riesgo de seguridad. Este tipo de casos deben quedar definidos en el reglamento, en donde la distribuidora podría tomar un rol activo.
 - Para efectos de trazabilidad y transparencia, es relevante que se establezca una plataforma web donde quede registro de todas las instrucciones asociadas a este tipo de eventos.

- Si se desea avanzar hacia un uso del sistema de distribución más dinámico y con criterios de seguridad más flexibles (ejemplo: inyecciones por bloques horarios), es necesario disponer de equipos de monitoreo y control.
- Los equipos de monitoreo, control y comunicación deben estar enlazados con los sistemas de información/comunicación de empresas distribuidoras, que deberían servir como intermediaria con el CEN
- Es necesario definir un estándar para el monitoreo y control de los PMGD
 - Al menos, el reconectador debiese poder ser operado remotamente por la distribuidora, ante falta de respuesta por parte del PMGD
- Para incentivar a la adquisición de este estándar, se pueden establecer criterios para asignación de recortes entre PMGD (cambio reglamentario):
 - Recortar en primer lugar a aquellos PMGD que no cuenten con los sistemas de monitoreo y control.
 - Establecer criterios de recorte asociados a prestaciones, por ejemplo, la capacidad de operar en isla.
- Se debe considerar un periodo transitorio de adecuación para los proyectos existentes. Se recomienda priorizar en aquellos PMGD que se encuentran en zonas congestionadas.

Plazos de obras adicionales

Plazos para obras adicionales

- En la práctica, se detecta que los plazos en el artículo 2-1 de la NTCO PMGD no son cumplidos por las empresas de distribución.

Medidas a evaluar:

- i. La NTCO debe incorporar parámetros o plazos máximos que puedan ser exigibles, fiscalizables y sancionables por parte de la SEC. (Por ejemplo, plazos para que las distribuidoras realicen el ingreso de permisos sectoriales o tiempos de respuesta a las observaciones de las instituciones).
- ii. Posibilidad de que la contratación de las obras pase por un proceso competitivo, en base a una lista de contratistas dispuesta por la distribuidora, quienes puedan competir por la realización de las obras en un proceso transparente.

Proceso de modificación normativa NT00 PMGD

05 de agosto de 2024

