

PMGD:

Nuevas reglas

para un segmento en transformación

○ Paneles solares de un PMGD.

FOTO: MAGNIFIC / FREEPIK

LOS CAMBIOS NORMATIVOS ABREN EL DEBATE SOBRE LAS CONDICIONES QUE DEBERÁN ACOMPAÑAR LA EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA Y ECONÓMICA DE ESTOS PROYECTOS.

Los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) atraviesan una etapa de transformación. Tras años de expansión, el segmento debe adaptarse a un sistema eléctrico con mayor presencia de generación solar, congestiones, vertimientos y nuevas necesidades de flexibilidad. En este proceso, las modificaciones a los decretos 88 y 125 abren el debate sobre cómo adecuar su funcionamiento sin afectar la certeza necesaria para el desarrollo de las inversiones.

Al abordar la necesidad de actualizar el marco vigente, Edward Fuentealba, director ejecutivo del Centro de Desarrollo Energético Antofagasta (CDEA) de la Universidad de Antofagasta, el crecimiento del segmento hacía necesaria una actualización. “Durante el 2025, este segmento representó aproximadamente el 10% de la potencia instalada del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y aportó cerca del 8% de la generación anual”, menciona. A su juicio, con esa participación “no resulta reco-

mendable que continúe operando sin entregar información suficiente y oportuna al sistema”.

Junto con estos aportes, Fuentealba identifica una concentración que genera nuevas exigencias: alrededor de 85% de la capacidad corresponde a tecnología solar y cerca de 84% se concentra entre Coquimbo y Biobío. “Una parte importante de estas plantas inyecta energía en horarios similares y utiliza redes de distribución que originalmente no fueron diseñadas para recibir flujos de potencia en sentido inverso”, explica.

Estas condiciones están en el centro de la discusión sobre los DS 125 y 88. El académico considera necesarias las nuevas obligaciones de pronóstico, monitoreo y control, aunque advierte que “deben aplicarse evitando exigencias desproporcionadas para las instalaciones de menor tamaño y respetando las condiciones de los proyectos que ya se encuentran financiados o en operación”.

La implementación de los cambios constituye otro aspecto relevante. Mauricio Utreras, director ejecutivo de Generadores Indepen-

dientes de Energía (GIE A.G.), “una buena implementación requiere tres elementos: normas técnicas técnicamente robustas, una transición operacional adecuada y un trabajo temprano entre la autoridad y la industria”. Para Utreras, la certeza regulatoria será determinante para que las nuevas exigencias no terminen encareciendo innecesariamente la inversión.

En materia de financiamiento, el

FOTO: GENTILEZA CDEA-UA



EDWARD FUENTEALBA,
director ejecutivo del
CDEA-UA.

ejecutivo de GIE anticipa que el financiamiento deberá incorporar nuevas variables. “Además de la calidad del recurso y del desempeño de la planta, pasarán a ser determinantes variables como la gestión de congestiones, las señales horarias de precio,

la incorporación de almacenamiento y la interacción con la operación del sistema”. En ese escenario, agrega, “reglas claras y técnicamente consistentes permiten evaluar mejor los riesgos y reducir el costo del capital”.

Más allá de sus efectos económicos, la nueva etapa también puede modificar el papel de los PMGD. Mauricio Utreras sostiene que “los PMGD están llamados a evolucionar desde ser únicamente una fuente de generación hacia convertirse también en un recurso capaz de aportar mayor capacidad de respuesta al sistema mediante almacenamiento, digitalización y una operación cada vez más inteligente”. Además, agrega que el nuevo reglamento abrió la posibilidad de desarrollar almacenamiento Stand Alone en redes de distribución y que el siguiente paso es actualizar la Norma Técnica para su implementación.

Una mirada distinta plantea la Asociación de Generación Renovable (AGR), que pone el foco en las distorsiones económicas del régi-

FOTO: GENTILEZA GIE A.G.



MAURICIO UTRERAS,
director ejecutivo de GIE
A.G.

“ Durante el 2025, este segmento representó aproximadamente el 10% de la potencia instalada del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y aportó cerca del 8% de la generación anual”, Edward Fuentealba, director ejecutivo del CDEA-UA.



○ PMGD de Grupo Kolat.

“Una buena implementación requiere tres elementos: normas técnicas técnicamente robustas, una transición operacional adecuada y un trabajo temprano entre la autoridad y la industria”, Mauricio Utreras, director ejecutivo de GIE A.G.

men vigente. Su director ejecutivo, Rafael Loyola, sostiene que el principal problema está en los PMGD acogidos al precio estabilizado. “Pueden inyectar energía como si contaran con un contrato, pero sin asumir los costos ni los riesgos propios de contratar”, plantea. Según Loyola, cuando el precio estabilizado se desacopla del costo marginal horario, “se genera un sobreprecio que es financiado por el resto del mercado y que altera las señales de inversión y competencia”.

En el plano operacional, suma un cuestionamiento otro cuestionamiento. “El autodespacho y la falta de una participación plena y oportuna en los recortes” cuando existen excedentes renovables. Desde su perspectiva, las reformas a los DS 88 y 125 constituyen “un avance relevante” porque fortalecen el monitoreo, control y coordinación de estas unidades. Sin embargo, Loyola sostiene que “falta avanzar resueltamente con la modificación del DS 86”, donde se aborda direc-

“La inversión sostenible no puede descansar en una ventaja regulatoria permanente”, **Rafael Loyola**, director ejecutivo de AGR A.G.

tamente la metodología del precio estabilizado. Mientras este siga desconectado de las condiciones horarias reales del sistema, afirma, “persistirá el núcleo económico de la distorsión”.

Frente a los posibles efectos sobre las inversiones, el ejecutivo de AGR rechaza que corregir estas reglas implique frenar la inversión. “La inversión sostenible no puede descansar en una ventaja regulatoria permanente”, menciona. A su juicio, los proyectos eficientes,

bien ubicados y capaces de responder a las necesidades del sistema, incluyendo almacenamiento y flexibilidad, seguirán teniendo espacio. El objetivo, plantea Loyola, es “evitar perpetuar incentivos que promueven inversión sin considerar con-

gestiones, vertimientos ni el valor horario efectivo de la energía”.

La dimensión tecnológica incorpora otro elemento al debate. Felipe Valencia, gerente Tecnológico de la corporación, considera que el almacenamiento “deja de ser un complemento y pasa a ser un activo estratégico”. Los sistemas BESS pueden desplazar energía desde horas de alta producción solar hacia períodos de mayor demanda, reducir la exposición a vertimientos, suavizar rampas y mejorar la previsibilidad de las inyecciones. Pero advierte: “Agregar una batería no convierte automáticamente un PMGD en un proyecto flexible ni garantiza su rentabilidad”. Su valor depende del dimensionamiento, estrategia de operación, eficiencia, degradación y restricciones locales de red.

Ante este nuevo escenario, Valencia afirma que el desafío no pasa por abandonar el modelo PMGD, sino por adaptarlo a las nuevas condiciones del sistema. “La discusión no debiera plantearse como una elección entre proteger a los PMGD o proteger

FOTO: GENTILEZA AGR A.G.



RAFAEL LOYOLA,
director ejecutivo de AGR
A.G.

FOTO: GENTILEZA ATAMOSTEC.



FELIPE VALENCIA,
gerente Tecnológico
de la corporación
Atamostec.

○ Planta solar a escala industrial más austral de América.



FOTO: GENTILEZA GRUPO SAESA

“Agregar una batería no convierte automáticamente un PMGD en un proyecto flexible ni garantiza su rentabilidad”, Felipe Valencia, gerente Tecnológico de la corporación Atamostec.

al sistema. Se requiere una transición que compatibilice eficiencia sistémica, seguridad de suministro y confianza regulatoria”, sostiene el ejecutivo de Atamostec. En esa línea, plantea que deben existir reglas diferenciadas para activos existentes, proyectos en construcción y nuevas inversiones, además de criterios transparentes para las reducciones de inyección y señales que incentiven la incorporación de almacenamiento, pronóstico, control y monitoreo. “El propósito del modelo PMGD sigue vigente, pero sus instrumentos

deben evolucionar”, agrega.

Como parte de esa evolución, Valencia agrega que serán necesarios sistemas de gestión de energía, analítica avanzada, inteligencia artificial, inversores inteligentes y digitalización de redes. “El objetivo no debiera limitarse a evitar vertimientos. Debemos convertir los excedentes en energía desplazable, servicios para la red o productos de valor”, plantea Valencia. Entre las opciones que menciona están las baterías de segunda vida y mecanismos de agregación que permitan coordinar recursos distribuidos. ➡