

Lineamientos para Evaluación de Proyectos PMGD con Inyección Limitada en Bloques Horarios B2 y/o B6 (Oficio ORD 290539)

En virtud del Oficio Circular Electrónico N° 290539 emitido por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con fecha 11 de julio de 2025, se establecen nuevas medidas generales para la evaluación del impacto de conexión y las congestiones en redes de transmisión zonal para Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) con componente de almacenamiento, así como para aquellos proyectos PMGD que presenten inyecciones coincidentes con los bloques horarios B2 (04:00 a 07:59 horas) y B6 (20:00 a 23:59 horas). El presente documento detalla los lineamientos a seguir para la implementación de lo indicado por la SEC.

1. Esquemas de Control de Rampa y Supresión de Inyección

- **Esquemas de Control de Rampa:** No se permitirá la implementación de esquemas de control de rampa para la gestión de inyección de potencia. Esto debido a la seguridad de la red, por riesgos de congestión no controlada, incertidumbre en la planificación operativa, dificultada en coordinación de protecciones y en la falta de mediciones instantáneas.
- **Esquemas de Supresión de Inyección:** Se permitirá la implementación de esquemas de supresión de inyección en horarios fijos (bloques B2 y B6) durante todo el año. Estos horarios se definen fijos para todo el año, según las horas de puesta y salida de sol fijadas en el Artículo 3-18 de la Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO).

Zona Geográfica	Hora de Salida	Hora Puesta
Regiones de: Arica y Parinacota, de Tarapacá y de Antofagasta	7:00	20:30
Regiones de: Atacama, de Coquimbo, de Valparaíso, Metropolitana, del Libertador Bernardo O'Higgins, del Maule, de Ñuble, del Biobío, de la Araucanía, de los Ríos y de los Lagos	6:30	21:30

Tabla 1: Horas de Salida y Puesta de Sol.

Se permitirá una operación con supresión total de inyección para B2 desde la Hora de Salida, y una supresión total de inyección para B6 antes de la Hora Puesta según lo indicado en la tabla anterior.

2. Opciones de Estudio para el PMGD

Dado que las condiciones de impacto de inyectar en la totalidad de los bloques B2 y/o B6, o suprimir la inyección durante el horario con coincidencia solar, corresponden a distintos escenarios de evaluación de estudios, el PMGD debe optar con anterioridad qué escenario estudiar o revisar.

- **Si el PMGD realiza el estudio:** La elección del escenario a estudiar (supresión de inyección o inyección durante todo el bloque) debe presentarse en el Formulario 9 (F9).
- **Si la Distribuidora realiza el estudio:** La elección del escenario debe indicarse en el Formulario 8 (aceptación a la respuesta de la SCR).
- **Por defecto:** De no indicar una elección, no se realizará análisis con supresión horaria, y el estudio considerará la inyección durante la totalidad del bloque.

3. Costos Adicionales por Evaluación de Múltiples Escenarios

En caso de que el PMGD opte por presentar o evaluar ambos escenarios (supresión de inyecciones e inyección durante todo el bloque B2 y/o B6) en la etapa de estudios preliminares (F9), se aplicará un costo adicional de confección o revisión de estudio de flujos de potencia según sea el caso.

- **Costo adicional para revisión de estudios:** 70 UF.
- **Costo adicional para confección de estudios:** 90 UF.

En la etapa de Ajustes de los resultados de estudios de conexión (F11), ya deberá estar definida la condición a considerar para el resto del proceso de emisión del Informe de Criterios de Conexión (ICC) (Supresión de inyecciones o Inyección durante todo el bloque).

4. Especificaciones Técnicas para la Implementación de Supresión de Inyección

Las especificaciones técnicas mínimas para la implementación de la supresión de inyección serán las mismas ya informadas para la restricción por bloques horarios, solo se modificará el horario según el Artículo 3-18 de la NTCO. La supresión de inyección deberá ser implementada en el sistema de automatismo, control y monitoreo del PMGD.

5. Coordinación y Supervisión de la Supresión de Inyección

La coordinación y supervisión de la supresión de inyección es responsabilidad del PMGD. De forma paralela, el centro de control de CGE velará por su correcto funcionamiento, pudiendo desconectar la central en caso de incumplimientos y riesgos para la red.

6. Análisis de Impacto en Redes de Distribución

Los estudios técnicos de conexión de los proyectos PMGD deben ser evaluados considerando los escenarios más exigentes previstos resultantes del registro de la demanda en horarios diurnos y nocturnos, conforme a lo dispuesto por los artículos 3-18, 3-24, 3-27, 3-28 y 3-31 de la NTCO.

Ante la existencia de coincidencias horarias con proyectos PMGD que operan bajo esquemas de inyección restringida conforme al Oficio Circular SEC N° 232.140/2024, los estudios deberán evaluar el impacto coincidente en los bloques horarios B2 (04:00 a 07:59) y/o B6 (20:00 a 23:59), aplicando los siguientes criterios:

- Para PMGD fotovoltaicos sin almacenamiento en operación, se considerará como valor de inyección en el periodo coincidente, el máximo registrado durante los últimos doce meses del periodo anterior a la revisión del estudio, conforme a los registros disponibles de la central, los cuales deberán ser proporcionados por la empresa distribuidora en la respectiva "Respuesta a la SCR". Para la determinación de dicho valor es relevante verificar que todos los registros utilizados cuenten con la configuración horaria concordante con el huso horario del respectivo territorio nacional.
- Para aquellos PMGD fotovoltaicos sin almacenamiento que se encuentren en operación por un período inferior a 12 meses o que cuenten únicamente con ICC aprobado o en aprobación para los casos de tramitación paralela, a la fecha de presentada la respuesta a la SCR, se deberá utilizar el perfil de generación declarado en la respectiva SCR, tomando como referencia la potencia máxima proyectada en los bloques coincidentes. La empresa distribuidora será responsable de entregar esta información en la "Respuesta a la SCR".
- En el caso del literal anterior, si el PMGD se encuentra limitado en su capacidad de inyección, ya sea por restricciones a nivel de distribución o por congestiones en transmisión zonal, se considerará la máxima generación proyectada en su perfil para el bloque horario coincidente, ajustada a la capacidad de inyección autorizada.
- En todos los casos anteriores, se aplicará un margen de seguridad del 20% sobre la potencia máxima determinada, con el objeto de resguardar la seguridad y continuidad del suministro. Dicho margen no podrá ser superior a la capacidad de inyección del PMGD en su ICC.
- En caso de que los perfiles de generación declarados en la SCR por un PMGD solar sin almacenamiento presenten inconsistencias evidentes, se verificará dicha inconsistencia mediante la comparación de la potencia máxima del perfil en B2 y/o B6 con un valor determinado por CGE según la región del proyecto, mediciones de proyectos solares en operación de mayor inyección en dicho horario y simulaciones. Dado que se cuenta con registros de energía con una resolución temporal de 15 minutos, y no mediciones de potencia instantánea, se requiere considerar mediciones que no subestimen los valores instantáneos en las fronteras de mayor radiación solar de los bloques B2 y B6 (a las 8:00 y 20:00 horas, respectivamente). En base a lo anterior, se debe incluir en el análisis de determinación de potencia máxima de bloque, la medición de energía indexada con horario 8:15 (que considera la energía entre 8:00 y 8:15) para B2 y la equivalente indexada con horario 20:00 (que considera la energía entre 19:45 y 20:00) para B6. Para ello, podrán utilizarse perfiles de otros proyectos fotovoltaicos en operación en la misma zona geográfica y bajo condiciones técnicas similares.

- En la "Respuesta a la SCR" (Formulario 7), CGE incluirá la estimación de la potencia máxima generada en los bloques B2 y B6, para los PMGD solares sin almacenamiento que cuenten con un ICC vigente, con limitaciones de inyección temporales, o conectados con menos de 12 meses de operación. La estimación se basará en un valor determinado por CGE según la región del proyecto, mediciones empíricas de proyectos solares en operación de mayor inyección en dicho horario y simulaciones.
- Las nuevas solicitudes de conexión de PMGD fotovoltaicos sin almacenamiento que presenten coincidencia de inyección en los bloques B2 y/o B6 deberán evaluar dicha coincidencia, determinando si es necesario ejecutar obras adicionales, adecuaciones o ajustes en la red de distribución. No obstante, estos proyectos podrán incorporar el mecanismo de limitación de inyección ajustado a los horarios de coincidencia por supresión total de inyección en dicho horario con el fin de evitar sobrecargas en la red y congestiones en transmisión zonal, todo lo cual deberá ser revisado y coordinado con la empresa distribuidora, quedando dicha condición expresa en su ICC, con su respectivo sistema de control, monitoreo y automatismo.
- Para los PMGD fotovoltaicos con almacenamiento sin restricción horaria, así como para el resto de las tecnologías de generación, se considerará la máxima capacidad de inyección consignada en su ICC.

Ante la existencia de coincidencias horarias con proyectos de Equipamientos de Generación fotovoltaicos y sin almacenamiento, los estudios deberán evaluar el impacto coincidente en los bloques horarios B2 (04:00 a 07:59) y/o B6 (20:00 a 23:59), considerando su potencia máxima aprobada.

En base a estos lineamientos se espera brindar la claridad necesaria respecto a la aplicación de lo indicado por la SEC en el Oficio Ordinario N° 290539. Ante cualquier consulta adicional, solicitamos que se haga llegar mediante los canales regulares de nuestra Compañía.