

Fecha: 15-01-2024

Fuente: Infraestructurapublica

Título: **Proyectos solares se mudan del norte al centro: inversiones por casi US\$2 mil millones para las regiones Metropolitana y Valparaíso ingresaron a trámite ambiental en 2023**

Link: <https://www.infraestructurapublica.cl/proyectos-solares-se-mudan-del-norte-al-centro-inversiones-por-casi-us2-mil-millones-para-las-regiones-metropolitana-y-valparaiso-ingresaron-a-tramite-ambiental-en-2023/>

Visitas: 3.233

VPE: 10.831

Favorabilidad: No Definida

PULSO – De a poco han ido apareciendo, sobre todo en la zona norte de Santiago. Pero en unos años, la capital estará rodeada de paneles solares.

La sobreoferta de energía en el norte y la ajustada capacidad de transmisión para traerla, sumada a una legalidad que les ha favorecido ha llevado a que empresas de energía no convencional se hayan ido instalando crecientemente en la zona central del país. El pasado 22 de diciembre ingresó a su tramitación ambiental el proyecto de energía solar más grande previsto para la Región Metropolitana en el último año: el Parque Fotovoltaico Don Patricio, perteneciente a la generadora Pacific Hydro (de la china State Power), que considera una inversión de US\$368 millones en la comuna de Tiltil, para la instalación de 269.832 módulos fotovoltaicos, que en conjunto generarán una potencia máxima total aproximada de 200 MW, acompañados de un sistema de baterías de almacenamiento de energía. Es el último de una serie de 35 proyectos de energía renovable no convencional (ERNC) que han sido presentados ante el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) en 2023 y que pretenden ser levantados en las regiones Metropolitana y de Valparaíso, y que suman US\$1.942 millones en inversión.

Todos solares, ninguno eólico o de otro tipo. “Este proyecto está cerca de un centro de consumo importante como es la zona central; uno de los puntos neurálgicos del sistema eléctrico nacional”, explica Pacific Hydro al ser consultado por su decisión. Tal como hace un quinquenio el boom de los proyectos fotovoltaicos se focalizó en la zona norte, en el último año las iniciativas se han ido concentrando cerca de los mayores centros de consumo, como las ciudades de Santiago y la conurbación Valparaíso-Viña del Mar, o incluso más al sur, donde han ido brotando nuevos proyectos solares y eólicos entre las regiones de O'Higgins y Los Lagos.

Una tendencia que ha sido más obligada que casual, dados los problemas que ha suscitado la gran cantidad de energía producida en el norte y la ajustada capacidad de tendidos de transmisión que puedan transportarla, provocando lo que se llama vertimiento de energía, es decir: la electricidad se produce, pero no se puede utilizar y se pierde. “Las líneas de transmisión están copadas, porque hay mucha generación solar en el norte”, dice María Isabel González, gerenta general de la consultora Energética.

“Los problemas en el norte han sido porque (las generadoras de esa zona) no pueden evacuar toda la energía y, la que inyectan (al sistema eléctrico nacional), la valorizan a cero y después tienen que retirar en la zona centro para cumplir con sus contratos con las distribuidoras a precios más altos”, explica. Comparativamente, la inversión en las regiones Metropolitana y de Valparaíso representan un 27% de la inversión nacional total en proyectos eléctricos, que llega a US\$7.120 millones. Pero de los proyectos ingresados a tramitación en estas regiones, iniciativas por sólo US\$16 millones ya cuentan con su aprobación ambiental.

El resto está en evaluación o calificación. En el Ministerio de Energía constataron que este interés por desarrollar proyectos fotovoltaicos en la zona central se debe a que las empresas desean emplazarse cerca de los grandes centros de consumo, de manera de evitar los costos asociados al transporte de energía en grandes distancias, viabilizado además por una mejora tecnológica en los rendimientos de los paneles, que los hace más eficientes y competitivos más al sur. “En la Región Metropolitana, la tierra es más cara, tienes menor factor de planta (energía generada versus capacidad de producción) y la radiación es más baja.

Pero cuando tienes restricciones de transmisión, el menor factor de planta y el mayor costo de la tierra no compensa la pérdida de energía”, comenta Juan Carlos Jobet, exministro de Energía. Un cambio legal que no funcionó El origen del boom de las ERNC se remonta a la política de licitaciones de bloques de energía lanzada por el exministro de Energía Máximo Pacheco, allá por el año 2014, una medida que se enmarcaba en una reducción mundial de costos de estas nuevas energías, sumado a la demanda de la minería y la industria por la llamada “energía verde”. Sin embargo, esa agenda energética enfrentó aprensiones por parte de los actores, una de ellas era el costo del transporte de la energía. En 2014, el costo de la transmisión en un contrato de energía debía ser asumido por la generadora que la producía. En 2016, una nueva ley intentó corregirlo y traspasó ese costo al consumidor final. Pero a la larga generó consecuencias adversas al dar “una mala señal de localización”, dice el consultor energético Sebastián Bernstein. Esta normativa “estampilló”, dice Bernstein, el costo de transmisión, por lo que “daba lo mismo instalarse en el norte o en el centro respecto de los peajes a

Proyectos solares se mudan del norte al centro: inversiones por casi US\$2 mil millones para las regiones Metropolitana y Valparaíso ingresaron a trámite ambiental en 2023

Imágenes: 15 de enero de 2024. Fuente: Infraestructurapublica



PULSO – De a poco han ido apareciendo, sobre todo en la zona norte de Santiago. Pero en unos años, la capital estará rodeada de paneles solares. La sobreoferta de energía en el norte y la ajustada capacidad de transmisión para traerla, sumada a una legalidad que les ha favorecido ha llevado a que empresas de energía no convencional se hayan ido instalando crecientemente en la zona central del país. El pasado 22 de diciembre ingresó a su tramitación ambiental el proyecto de energía solar más grande previsto para la Región Metropolitana en el último año: el Parque Fotovoltaico Don Patricio, perteneciente a la generadora Pacific Hydro (de la china State Power), que considera una inversión de US\$368 millones en la comuna de Tiltil, para la instalación de 269.832 módulos fotovoltaicos, que en conjunto generarán una potencia máxima total aproximada de 200 MW, acompañados de un sistema de baterías de almacenamiento de energía. Es el último de una serie de 35 proyectos de energía renovable no convencional (ERNC) que han sido presentados ante el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) en 2023 y que pretenden ser levantados en las regiones Metropolitana y de Valparaíso, y que suman US\$1.942 millones en inversión. Todos solares, ninguno eólico o de otro tipo. Este proyecto está cerca de un centro de consumo importante como es la zona central; uno de los puntos neurálgicos del sistema eléctrico nacional”, explica Pacific Hydro al ser consultado por su decisión. Tal como hace un quinquenio el boom de los proyectos fotovoltaicos se focalizó en la zona norte, en el último año las iniciativas se han ido concentrando cerca de los mayores centros de consumo, como las ciudades de Santiago y la conurbación Valparaíso-Viña del Mar, o incluso más al sur, donde han ido brotando nuevos proyectos solares y eólicos entre las regiones de O'Higgins y Los Lagos. Una tendencia que ha sido más obligada que casual, dados los problemas que ha suscitado la gran cantidad de energía producida en el norte y la ajustada capacidad de tendidos de transmisión que puedan transportarla, provocando lo que se llama vertimiento de energía, es decir: la electricidad se produce, pero no se puede utilizar y se pierde. “Las líneas de transmisión están copadas, porque hay mucha generación solar en el norte”, dice María Isabel González, gerenta general de la consultora Energética. “Los problemas en el norte han sido porque (las generadoras de esa zona) no pueden evacuar toda la energía y, la que inyectan (al sistema eléctrico nacional), la valorizan a cero y después tienen que retirar en la zona centro para cumplir con sus contratos con las distribuidoras a precios más altos”, explica. Comparativamente, la inversión en las regiones Metropolitana y de Valparaíso representan un 27% de la inversión nacional total en proyectos eléctricos, que llega a US\$7.120 millones. Pero de los proyectos ingresados a tramitación en estas regiones, iniciativas por sólo US\$16 millones ya cuentan con su aprobación ambiental. El resto está en evaluación o calificación. En el Ministerio de Energía constataron que este interés por desarrollar proyectos fotovoltaicos en la zona central se debe a que las empresas desean emplazarse cerca de los grandes centros de consumo, de manera de evitar los costos asociados al transporte de energía en grandes distancias, viabilizado además por una mejora tecnológica en los rendimientos de los paneles, que los hace más eficientes y competitivos más al sur. “En la Región Metropolitana, la tierra es más cara, tienes menor factor de planta (energía generada versus capacidad de producción) y la radiación es más baja. Pero cuando tienes restricciones de transmisión, el menor factor de planta y el mayor costo de la tierra no compensa la pérdida de energía”, comenta Juan Carlos Jobet, exministro de Energía. Un cambio legal que no funcionó El origen del boom de las ERNC se remonta a la política de licitaciones de bloques de energía lanzada por el exministro de Energía Máximo Pacheco, allá por el año 2014, una medida que se enmarcaba en una reducción mundial de costos de estas nuevas energías, sumado a la demanda de la minería y la industria por la llamada “energía verde”. Sin embargo, esa agenda energética enfrentó aprensiones por parte de los actores, una de ellas era el costo del transporte de la energía. En 2014, el costo de la transmisión en un contrato de energía debía ser asumido por la generadora que la producía. En 2016, una nueva ley intentó corregirlo y traspasó ese costo al consumidor final. Pero a la larga generó consecuencias adversas al dar “una mala señal de localización”, dice el consultor energético Sebastián Bernstein. Esta normativa “estampilló”, dice Bernstein, el costo de transmisión, por lo que “daba lo mismo instalarse en el norte o en el centro respecto de los peajes a

pagar por los generadores". Como en el norte el rendimiento es mayor, las empresas prefirieron ir a instalar centrales solares a esa zona, bajo la promesa estatal de que la red de transmisión contendría holguras para transportar esa energía a la zona central. Pero la velocidad de instalación de estas plantas solares fue tal que superó con creces el desarrollo de la transmisión. Por tanto, las líneas no fueron y hasta ahora no son capaces de trasladar toda la electricidad que se produce en el norte hacia las grandes ciudades del centro.

"Actualmente, en horas de sol (que es cuando las plantas solares funcionan), el precio spot es cero en todo el sistema y el problema no es la transmisión sino el exceso de generación respecto de la demanda", dice Bernstein. Bajo este escenario, las empresas han decidido venir a invertir en la zona central.

"La ubicación de estos proyectos indica que la señal de localización de estos proyectos ya no sólo atiende el recurso solar presente de un área geográfica, sino también la holgura y capacidad de transmisión disponible en la actual configuración del sistema de transmisión, así como el plan de expansión futuro anunciado por la CNE", comenta Ana Lía Rojas, directora ejecutiva de la Asociación Chilena de Energías Renovables. "Requetesobra energía en horas de sol" El problema es que la sobreoferta de energía solar sigue existiendo. "Terminaremos 2024 con 13.000 MW solares, 6.000 MW eólicos y 7.000 MW hidro, en circunstancias que la demanda máxima del sistema está en 12.000 MW", dice Bernstein.

"Requetesobra energía en horas de sol", advierte. Bajo este escenario de sobreoferta, ¿por qué se sigue invirtiendo en plantas solares? Los que se siguen instalando son principalmente los llamados "pequeños medios de generación distribuida" (PMGD), que son proyectos solares de menos de 9 MW que inyectan su energía directamente a las redes de distribución, y "pequeños medios de generación" (PMG), que inyectan al sistema de transmisión.

Ambos, los PMGD y PMG, tienen un precio de venta subsidiado que es muy superior al spot hasta el año 2032. Los proyectos más grandes, llamados "utility scale" (superiores a 9 MW), que se están instalando en la zona central cuentan con baterías de almacenamiento, que les permite guardar su producción del día a la noche y así capturar precios spot más altos, y no cero, y en general, cuentan con contratos de suministro con mineras e industriales. Al explicar su proyecto San Patricio, Pacific Hydro hace mención a estos elementos para justificarlo comercialmente: "Se trata de un proyecto híbrido, ya que considera almacenamiento, lo que también se traduce en que entregará al sistema una buena calidad de energía y, al ser un proyecto de más de 9MW, no tiene ningún tipo de subsidios en precio, por lo que cuenta con una base sólida y puede responder de manera eficiente a las demandas de energía del país". Fuente: Pulso, Sábado 13 de Enero de 2024