

**ESTUDIO Y MODELO PARA INCORPORACIÓN ÓPTIMA
DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA
CON CONDICIONES DE VERTIDO.
APLICACIÓN AL SISTEMA ARGENTINO DE
INTERCONEXIÓN.**

Tesis de Maestría de **VÍCTOR ALEJANDRO ZELECHOWSKI**

aprobada por la Universidad Nacional de Lanús

para el otorgamiento del grado académico de

MAESTRÍA EN GESTIÓN DE LA ENERGÍA

Director de Tesis: **Dr. Ing. Diego Mauricio Ojeda Esteybar**

Instituto de Energía Eléctrica (IEE)

Universidad Nacional de San Juan (UNSJ)

Jurado de tesis: **Mgr. Ing. Ovidio Holzer**

Mgr. Ing. Ignacio Morón

Mgr. Ing. Guillermo Di Mauro

Fecha de la defensa oral: 14/03/2025

Gracias totales... a mi compañera, a nuestra hija y a mis amigos, a quienes les resté tiempo, así como a las personas que me apoyaron y a las que me tuvieron paciencia para realizar este trabajo que quisiera dedicar en memoria de quien fue mi mamá, María Prytula.

Я дякую... моєму партнеру, нашій доньці та моїм друзям, у яких я відводив час, а також людям, які мене підтримували, і тим, хто терпів зі мною, щоб виконати цю роботу, яку я присвячую пам'яті моя мама, Марія Притула

RESUMEN

En la República Argentina existe un potencial excepcional de aprovechamientos para energías renovables, especialmente de origen solar y eólica, que requieren niveles de inversiones igualmente excepcionales para la expansión de la red de transporte, sobre todo para áreas de concentración de recursos energéticos renovables debido a sus distancias de los centros de consumo. Ello se da en un contexto económico complicado y con una red que, ya de por sí, hoy se encuentra con necesidades importantes de expansión por el lado de la demanda.

Ante la necesidad de cumplir con compromisos de descarbonización y continuar con el aumento de la participación de energías de fuente renovable, la determinación de la ubicación óptima de nueva generación se ha vuelto una tarea cada vez más difícil. Considerando este escenario, el objetivo principal de este trabajo es desarrollar un modelo de optimización que permita evaluar soluciones para la ubicación de nuevos recursos de energía eólica donde el vertimiento de la energía que no puede inyectarse a la red es valorizado para evaluar la adición de generación adicional en los nodos ya saturados. Se asume que para ello es necesario remunerar la totalidad de la energía puesta a disposición, o al menos una cantidad razonable de ésta, más allá de la efectivamente inyectada en la red, para que estos proyectos puedan ser rentables.

El modelo desarrollado se basa en el criterio de optimización de la programación de la operación llevado a una optimización lineal simple, en la que se optimizan los despachos horarios en forma conjunta con la generación eólica adicional a agregar en los nodos de interés, captando patrones aleatorios horarios y estacionales relacionados junto con los de la carga. Siendo que el objeto de este trabajo no es la planificación de la operación, sino la generación a instalar en lugares ya explotados o en sus cercanías, es posible realizar el análisis utilizando datos históricos, pudiendo ajustarse las variables que resulten necesarias para reflejar el escenario que se pretende analizar y permitiendo de esta manera centrar el esfuerzo computacional en el tratamiento de aleatoriedad de la generación de energía eólica.

Los resultados mostraron preferencias por la ubicación con márgenes para incorporar nuevas unidades de generación renovable en lugares que presentan restricciones de transporte, con dependencia fundamentalmente de su precio y en forma considerable de la demanda, desplazando así energía térmica convencional dentro de valores de vertido aceptables valorizados por debajo de los costos de inversión para las obras de expansión de la red de transporte y de los costos del escenario base que no contempla la incorporación de esa generación adicional.

ÍNDICE

TERMINOLOGÍA	6
1- INTRODUCCIÓN	9
1.1- Justificación	9
1.2- Estado del Arte	10
1.3- Objeto e Hipótesis	11
1.4- Organización del Trabajo.....	12
1.5- Metodología y Desarrollo.....	12
2- LA ENERGÍA RENOVABLE EN EL MERCADO ELÉCTRICO	18
2.1- Base del Marco Regulatorio del Mercado Eléctrico	18
2.2- Distorsiones Regulatorias Experimentadas en el MEM.....	19
2.3- Incorporación de Energías Renovables al Marco Regulatorio.....	21
2.4- Actualidad del Funcionamiento del Mercado Eléctrico	22
2.5- Características del Despacho de la Energía Renovable	23
3 – ANÁLISIS DE INCORPORACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE	35
3.1- Generador Renovable Conectado a una Red de Potencia Infinita	35
3.2- Generador Renovable Conectado a un Sistema de Potencia	49
3.3- Generación con Vinculación Mallada a la Red.	61
4- FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROBLEMA	64
4.1- Formulación del Modelo de Optimización.....	65
4.2- Modelación del sistema objeto de estudio.....	67
4.3- Validación del Modelo.....	69
5- APLICACIÓN Y VERIFICACIÓN DEL MODELO	71
5.1- Red Modelada	72
5.2- Consideración de la Influencia de Patrones Aleatorios	73
5.3- Caso 1: Optimización de 2 Nodos Sin Capacidad Remanente	78
5.4- Verificación del Método de Optimización.....	87
5.5 – Caso 2: Aplicación del Modelo para Optimización Multinodal.....	92
6- CONCLUSIONES.....	95

ANEXO I- MÉTODO DCOPF	99
ANEXO II- DATOS Y MODELACIÓN DEL SISTEMA DE ESTUDIO	102
BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS.....	107

TERMINOLOGÍA

- Sistema Argentino de Interconexión (SADI): es el sistema de generación, transporte y parte del sistema de distribución de energía eléctrica necesario donde se interconecta la generación con la demanda de energía eléctrica.
- Los Procedimientos: conjunto de disposiciones que reglamentan los procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- Despacho: proceso de programación de la operación de los generadores eléctricos para garantizar que la operación del sistema eléctrico cumpla con los criterios de seguridad, confiabilidad y economía establecido en el marco regulatorio del sector eléctrico.
- Organismo Encargado del Despacho (OED): Organismo encargado de coordinar la operación centralizada del Sistema Interconectado Argentino para garantizar la seguridad y optimización económica de su abastecimiento. En la República Argentina, la función de operador del Sistema está asignada a CAMMESA.
- CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima que tiene como funciones principales coordinar las operaciones del despacho de carga, calcular los precios estacionales y sancionar de los precios spot; administrar las transacciones económicas del Mercado Eléctrico Mayorista y ejecutar los contratos pactados entre los generadores, distribuidores y grandes usuarios en el mercado a término.
- Programación Estacional: Programación basada en el despacho óptimo que minimice el costo total de operación del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y que determina para cada distribuidor, los precios estacionales que pagará por su compra en el MEM.
- Mercado Eléctrico Mayorista (MEM): ámbito institucionalizado donde se realizan transacciones entre Generadores, Distribuidores, Transportistas y Grandes Usuarios, organizado conforme el marco dado por una serie de normas reglamentarias y administrado por CAMMESA.
- Mercado Spot: ámbito institucionalizado donde se realizan transacciones entre Generadores y Grandes Usuarios, en el que el precio de la energía se establece en forma horaria en función del costo marginal de producción determinado por el consumo de combustible para las centrales térmicas y por el valor del agua para las centrales hidroeléctricas con embalse. Actualmente toma un precio sancionado por la Autoridad de Aplicación y calculado por CAMMESA.

-
- Mercado a Término: ámbito privado donde los Grandes Usuarios y Distribuidores compran su energía a los generadores con los que firman un contrato, donde se establece la cantidad, precios y condiciones determinadas, pactado libremente entre vendedores y compradores. Esta operación debe ser informada a CAMMESA. Si un generador establece un contrato de abastecimiento a un distribuidor o gran usuario, sus unidades son operadas en el sistema por el Organismo Encargado del Despacho (OED) independientemente de las condiciones del contrato.
 - Mercado Estacional: ámbito institucionalizado donde las Distribuidoras compran la energía en el mercado spot a un precio estabilizado estacionalmente determinado a través de una simulación sobre la base de datos proyectados para la Programación Estacional que realiza CAMMESA.
 - Precio de la Energía: precios calculados por CAMMESA en su programación estacional y sancionados por la Autoridad de Aplicación que determina el precio estacional de los Distribuidores y el precio de la energía para Grandes Usuarios.
 - Precio Estacional de la Energía: es el costo estabilizado de energía que pagan los Distribuidores y que se define en la Programación Estacional para dos períodos semestrales en el año, con fechas de comienzo el 1º de Mayo y el 1º de Noviembre relacionados con las épocas de hidraulicidad, en función de lo que se espera costará durante esos seis meses.
 - Costo Variable de Producción (CVP): costo que incluye la adquisición de combustible y los costos variables de operación y mantenimiento, que tienen toques por rango y tipo de generación. El despacho económico se realiza sobre la base de los CVP declarados por los generadores y aceptados por CAMMESA.
 - Costo Marginal (CM): es el precio de la energía que resulta de un despacho óptimo (OPF), considerando el Costo Marginal Térmico y el Costo Marginal Hidráulico y refleja el costo de abastecer el siguiente MW de demanda, según la teoría de costo marginal, teniendo en cuenta las restricciones asociadas al transporte y al mantenimiento del nivel de calidad de servicio y seguridad.
 - Costo Marginal Local (CML): Es el precio de la energía que resulta en los nodos del sistema de presentarse restricciones que no permitan la vinculación de toda la oferta y demanda (siglas en inglés LMP). En la teoría marginalista se lo conoce como precio sombra y desde el punto de vista del valor que debe regir, en un área exportadora desvinculada será inferior al del Mercado, mientras que el de un área importadora será mayor.
 - Renta de Congestión: Son las diferencias entre créditos aplicables a la oferta y los débitos asignados a la demanda, en aquellas horas en las que se ha producido un desacoplamiento de precio en distintos nodos por restricción de transporte.

-
- Compras Conjuntas: energía producida por los generadores que toma y compra CAMMESA al precio de los contratos firmados y que prorratea sobre la demanda para establecer el precio de la energía.
 - *Optimal Power Flow* (OPF): solución que permite optimizar distintas funciones sujetas a las ecuaciones de la red eléctrica y a restricciones en sus variables con el objeto de repartir la demanda eléctrica total del sistema entre los generadores disponibles, de forma que el coste total de generación sea el mínimo posible (siglas que se corresponden a la expresión Flujo Óptimo de Potencia).
 - *Direct Current Optimal Power Flow* (DCOPF): técnica simplificada de aproximación de la solución del OPF que supone que las tensiones en todos los nodos valen 1 por unidad, despreciando cualquier cálculo relacionado con la potencia reactiva y las pérdidas en las líneas y transformadores. La traducción del término equivale a Flujo Óptimo de Potencia en Corriente Continua.
 - Contrato *Power Purchase Agreement* (PPA): acuerdo de compraventa de energía a largo plazo desde un activo concreto y a un precio prefijado entre un desarrollador de un proyecto de generación y un comprador.
 - Clausula *Take or Pay* (TOP): cláusula de un contrato entre una parte vendedora y una parte compradora que establece la obligación de Tomar o Pagar un volumen producido acordado para entrega en un determinado momento, siempre que la parte vendedora se encuentre en condiciones de abastecerla. En el caso de los generadores renovables esta cláusula atiende las limitaciones a la inyección de energía disponible de la Central debidas exclusivamente al faltante de aquella obra de transporte del Sistema de Transporte Ampliado definida en el contrato.
 - Restricción: limitaciones al despacho óptimo del MEM que no permite vincular toda la generación y demanda del área con el mercado. Esta desvinculación es total cuando el área queda desconectada, y parcial cuando se trata de una reducción en la capacidad de transporte. En ambos casos el área tendrá su propio precio, denominado Precio Local o Nodal.
 - Central de pasada: central cuya generación de electricidad no resulta gestionable debido a que la naturaleza o características de su producción permiten solo generarla en el momento en el que su recurso está disponible. Comprende las centrales solares fotovoltaicas, eólicas e hidráulicas sin capacidad de embalse.
 - Vertido (*Curtailment*): orden del operador encargado del despacho para que los parques fotovoltaicos y eólicos reduzcan o dejen de producir la energía de pasada durante un periodo de tiempo concreto debido a las restricciones de operación de la red.
- PI: Punto de interconexión de un generador dentro del sistema eléctrico interconectado (SADI).

1- INTRODUCCIÓN

1.1- Justificación

La incorporación de generación a partir de fuentes renovables impulsada por la necesidad de cumplimiento de compromisos ambientales ha impactado los sistemas eléctricos interconectados al cambiar los flujos típicos de potencia para los que fueron originalmente pensados en virtud de sus características de localización, distribución, escala, intermitencia y aleatoriedad, lo que hace que su aprovechamiento potencial supere la capacidad de las redes de transporte en los momentos de abundancia del recurso –en los lugares donde lo hay- y aporte nula o casi nula generación en momentos de escasez. Levantar esa restricción para aumentar su participación en la matriz energética demandaría elevadísimos montos de inversión en ampliación de las redes de transporte mientras no existan opciones económicamente accesibles para su almacenamiento a gran escala. Su operación conlleva la asignación de prioridad de despacho por ser un recurso “de pasada” para la que se han aplicado criterios basados en casos pesimistas donde se contempla la máxima generación que puede absorber la red en simultaneidad de escenarios de máxima disponibilidad del recurso y mínima demanda en el área de influencia del proyecto, lo que da lugar a reducidos márgenes de capacidad remanente que en la práctica se presentan con baja frecuencia de ocurrencia [MEC-17]. Por otro lado, la implementación de escenarios optimistas a partir de factores de carga esperados, utilizados en la programación estacional del Organismo encargado del Despacho (OED) del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y en estudios de las empresas para las guías de referencia del sistema de transporte, no computarían los efectos de las restricciones en el sistema de transmisión cuando de forma simultánea se cuente con suficientes niveles de aporte que resultarían en grandes cantidades de energía vertida y bajos factores de carga de los parques.

Debido a los cuellos de botella que se han alcanzado hoy en las redes, en el año 2023 el OED comenzó a otorgar a nuevos generadores renovables, prioridades de despacho tipo referenciales en las que no se asegura una capacidad de despacho pleno y se asume un margen de vertimiento. Con la consecuente reducción de los factores de planta esperados, los inversores deben aumentar así el costo de su energía para mantener la rentabilidad del proyecto o deben explorar lugares de emplazamiento de menor calidad del recurso.

En mercados basados en estructuras de costos marginales, las energías renovables impactan sobre los costos variables de operación de manera que los precios se deprimen cuando las fuentes renovables se encuentren en condiciones de vertimiento (aunque puede esconderse costos de desplazamiento de generación económica y de reserva operativa).

En esquemas de mercados contractualizados, como actualmente se aplican en la República Argentina, el impacto para la demanda se apreciará según el precio de la energía renovable que haga rentable los nuevos proyectos.

Conforme lo señalado, las restricciones en la red de transporte ponen un techo óptimo a la operación fijando un piso óptimo de utilización de la capacidad del sistema de transmisión y de la energía total aprovechable a partir de estos recursos, cuyos límites ameritan ser analizados desde una mirada macro del sistema.

1.2- Estado del Arte

Las energías renovables cobraron un rápido impulso desde inicios de la década pasada, dando inicio a una era de transición energética motivada por la necesidad de encontrar fuentes sustitutas vislumbrando el agotamiento de los combustibles fósiles y la aceleración de las manifestaciones de cambio climático atribuido a su uso. No obstante, esta transición aún no ha logrado un grado de sustitución suficientemente satisfactorio porque la tecnología para aprovechar el potencial de estas fuentes no ha llegado a brindar soluciones económicamente viables para capturar su disponibilidad aleatoria e intermitente y entregarla a medida del requerimiento de la demanda. Estos desafíos técnicos y económicos han sido motivo de elaboración de una reciente y amplia cantidad de investigaciones que se centran en distintos aspectos para maximizar el aprovechamiento de los recursos, principalmente solar fotovoltaico y eólico, y optimizar el uso del sistema, analizando herramientas como: la optimización de la programación de la operación, la gestión de la demanda, el almacenamiento por centrales de bombeo, el almacenamiento en baterías, la interacción del sistema con fuentes de generación distribuida, la integración de subsistemas, la optimización de la ubicación de parques solares fotovoltaicos y eólicos, la determinación de la máxima inyección renovable posible, herramientas de predicción del recurso eólico y solar para la programación de la operación del sistema, técnicas para la optimización del vertimiento, entre otros.

En publicaciones de J.M. Alemany et al. se presenta un modelo de optimización lineal multiobjetivo [\[AI-07\]](#) de costo de operación e incorporación de renovables, y considerando patrones temporales de las fuentes y la carga y aplica un modelo para obtener una flexibilidad adecuada en la operación de una red eléctrica existente [\[AI-07\]](#). La publicación de Jacobsen et al. [\[Jac-13\]](#) aborda posibles formas de *curtailment* involuntaria y voluntaria. El artículo Chen /Wei [\[Wei-12\]](#) propone un algoritmo de despacho que desarrolla para la energía renovable una reducción previa adaptativa a las restricciones de red mediante un despacho en dos etapas para minimizar el vertido y las reservas requeridas.

Por su parte, CADIER [\[MEC-17\]](#) publicó en julio de 2021 una evaluación técnica y económica de ampliaciones prioritarias para aumentar la capacidad de inyección de energías renovables en el SADI.

La mayoría de los estudios realizados se han centrado en maximizar el aprovechamiento del recuso para minimizar los niveles de vertimiento.

El presente estudio se enfoca en analizar la viabilidad económica de explotar el SADI asumiendo que el vertimiento de fuentes de energías renovables es en parte una forma de optimización.

1.3- Objeto e Hipótesis

El objetivo de la tesis es determinar en qué punto la incorporación adicional de generación de energía renovable eólica en puntos de la red que se hallan sin capacidad remanente para otorgamiento de prioridad de despacho podría considerarse económicamente óptima bajo la modalidad de contratos PPA con cláusulas TOP.

La pregunta a responder en la investigación, se enfocan en establecer:

- ¿Cuáles serían los márgenes para incorporación de generación eólica adicional en nodos de la red que actualmente se encuentran saturados?

Para la elaboración de la tesis se contemplan las siguientes hipótesis:

1. La generación renovable podrá seguir incorporándose bajo el régimen de fomento con la modalidad PPA con el OED o con agentes privados (Distribuidores o Grandes Usuarios).
2. El precio de la energía para éstos se remunera con independencia de los costos de operación del resto del sistema.
3. Su despacho recibe un tratamiento similar a las centrales hidráulicas de pasada, ingresando por la base de la curva de despacho.
4. Ante restricciones en la red de transporte, estas son aplicadas a la generación gestionable -exceptuando la generación forzada-, según orden de mérito.
5. El precio de energía inyectada en el sistema resulta independiente de su punto de conexión, prorrateándose los costos por pérdidas de transporte entre toda la demanda.
6. En caso de que se deba practicar vertimiento de generación renovable, serán los generadores con otorgamiento de prioridad de despacho referencial los que reciban esta acción, quienes incorporarán cláusulas TOP a su favor en sus PPA.
7. La incorporación de generación renovable adicional en nodos con restricciones no implicará un aumento de costos de servicios auxiliares, dado que el aporte de potencia máxima se encuentra limitado por la generación ya instalada.

Las primeras cinco se encuentran vigentes y la sexta se justifica ya que, ante la reducción del factor de carga del parque, el inversor deberá contractualizar por un costo mayor, no solo por la disminución de la cantidad de energía transada a lo largo de la vida útil del proyecto, sino también debido a la mayor tasa que requeriría la amortización de su capital. La última resulta en una simplificación del estudio.

1.4- Organización del Trabajo

La investigación se ha conformado mostrándose tres etapas sucesivas. Primeramente, se analiza la naturaleza del comportamiento de los recursos solar fotovoltaico y eólico. Seguidamente, se realiza un análisis del problema de la producción resultante de generación renovable asociada con la capacidad de su vínculo a la red, simulando un generador ficticio conectado radialmente por una línea de capacidad finita a una barra de potencia infinita y luego se expande el análisis a un sistema de potencia mallado de pequeña escala para analizar la relación entre costos variables de generación y las restricciones de operación. Analizado el problema, se plantea un método de solución y se llevan a cabo simulaciones sobre una red que represente los nodos principales del SADI, obteniendo los resultados de agregar generación eólica adicional de manera óptima en nodos sin capacidad remanente para otorgamiento de prioridad de despacho y respondiendo la pregunta de la tesis. Se analiza una simulación de redespacho sobre la red simulada, asumiendo distintos grados de incorporación de energía eólica adicional a fin de evaluar el modelo propuesto ante distintos mecanismos de formación de precios y costos para validar los resultados obtenidos.

1.5- Metodología y Desarrollo

La pregunta de tesis se resuelve encontrando los valores óptimos de despacho de cada generador en cada período de tiempo simulado teniendo como datos series históricas de despacho horarias. Esto se conoce como problema de optimización, que consiste en encontrar el mínimo de una función sujeta a restricciones de sus variables representada por ecuaciones de igualdad y desigualdad. Realizando algunas simplificaciones se aproxima este sistema a un problema de optimización lineal que se resolverá mediante el método Simplex.

La metodología que se abordará para hallar la solución será determinística. A fin de contemplar el carácter estocástico de los datos de entrada del problema, se realizará una serie de simulaciones que tomen datos al azar de oferta y demanda de los últimos años con el fin incorporar de manera implícita los patrones de variación de la demanda, los recursos renovables y la coordinación del despacho hidráulico. De esta manera, se podrá mostrar valores medios y desvíos sobre la base de datos reales que abarcan un período de tiempo aceptable comparado con la duración de contratos PPA realizados en forma de compras conjuntas por el OED.

1.5.1- Breve reseña de métodos de optimización lineal

La optimización es una técnica matemática utilizada para maximizar o minimizar una función sujeta a ciertas restricciones que son expresadas como ecuaciones y/o inecuaciones. En otras palabras, se trata de encontrar el mejor resultado posible de una ecuación de múltiples variables (como el máximo beneficio o el mínimo costo) sujetas a expresiones matemáticas (restricciones) con las que se vinculan simultáneamente. Si esas expresiones adoptan la forma de ecuaciones lineales, se está ante el caso de optimización lineal. Algunos de los métodos más comunes para su resolución que se describen en la bibliografía de operación de sistemas eléctricos son [Woo-01]:

1. Método Simplex: debe su origen a George B. Dantzig quien en 1947 presentó un procedimiento algebraico iterativo para resolver un problema de programación lineal bajo conceptos geométricos recorriendo exclusivamente los puntos extremos de la región factible de solución definida por sus restricciones hasta encontrar el óptimo. Es uno de los métodos más utilizados para resolver problemas de programación lineal.
2. Método de la Doble Programación (Simplex Dual): Cualquier problema de programación lineal denominado “primal” tiene asociado a él otro llamado “dual”. Resulta una adaptación del método Simplex que se utiliza cuando se tienen múltiples conjuntos de restricciones. Este método recorre subespacios por fuera de la región factible y entra en ésta al alcanzar el óptimo.
3. Método del Punto Interior: En el método Simplex, cuando debe recorrer todos los vértices del contorno de la región factible, el número de iteraciones aumenta exponencialmente. En los métodos de punto interior se requieren iteraciones de orden polinomial, pero más costosas. Se puede interpretar como una variante del método de Newton de programación no lineal que resuelve iterativamente un sistema de ecuaciones, donde el coste computacional más importante está en la resolución del sistema de ecuaciones lineales para el cálculo de la dirección de búsqueda del óptimo. Resulta crítico el manejo de matrices cuasivaciás y la selección de valores adecuados de parámetros de “relajación” en cada iteración para obtener un comportamiento robusto del algoritmo.
4. Programación Entera Mixta: Si algunas variables involucradas deben tomar valores enteros, se puede incorporar la programación entera, que es una extensión de la programación lineal. Esto es útil en problemas donde las decisiones son discretas, como la asignación de recursos. No obstante, se pierde la potencia matemática asociada a las variables continuas (derivadas, sensibilidades, etc.), por lo que su solución es más difícil. En estos casos en los que se deben agregar valores de decisión, como en la planificación de operación de sistemas eléctricos, existen diversas técnicas de solución que emplean algoritmos de descomposición y escapan al alcance matemático del presente trabajo. No obstante, se citan a forma de reseña:

-
- 4.1- Método de Descomposición de Dantzig-Wolfe: útil para problemas de programación lineal con una estructura de bloque que se basa en la idea de descomponer el problema original en un problema maestro y varios subproblemas llamados “esclavos”. El problema maestro se resuelve iterativamente, incorporando soluciones de los subproblemas.
 - 4.2- Método de Descomposición de Benders: Este enfoque se utiliza para problemas de programación lineal entera-mixta. También se divide el problema en una parte principal que se resuelve primero y luego se generan cortes (restricciones adicionales) a partir de la solución de los subproblemas que se incorporan en iteraciones sucesivas.
 - 4.3- Descomposición por Componentes: se utiliza cuando el problema puede ser descompuesto en componentes independientes. Cada componente se resuelve por separado, y luego se combinan en una solución conjunta.
 - 4.4- Métodos de Descomposición Basados en Heurísticas: son algoritmos más avanzados y de desarrollo más reciente que requieren grandes recursos computacionales, como los genéticos o de enjambre de partículas, los que pueden descomponer subespacios de soluciones de manera más eficiente.

Un modelo que pretende tener como objetivo maximizar la cantidad de energía renovable generada y minimizar el costo de despacho puede diseñarse con un problema de optimización multiobjetivo [Ale-07] que se utiliza cuando se desea optimizar simultáneamente dos o más objetivos. No obstante, el presente trabajo trata ambos objetivos integrados en una función de costo variable de producción de la energía, por lo que no se ahonda en la descripción de este método, aunque para verificar la validez de los resultados obtenidos se explora luego un conjunto de soluciones que muestran su potencial, por lo que se citan sus principales técnicas:

- Método de Ponderación: consiste en asignar pesos a cada uno de los objetivos y combinarlos en una única función objetivo. Luego, se optimiza esta función ponderada. La elección de los pesos puede influir en la solución final.
- Método de Pareto: busca soluciones que sean óptimas en el sentido de Pareto, es decir, soluciones donde no se puede mejorar un objetivo sin empeorar otro. Se generan soluciones que presentan el mejor compromiso entre objetivos diferentes.
- Programación por Metas: se establecen metas para cada uno de los objetivos y se busca minimizar la desviación de estas metas. Permite priorizar ciertos objetivos.

Para concluir, el planteo de un conjunto de ecuaciones lineales con restricciones en la programación de la generación eléctrica, especialmente cuando hay variables que pueden tomar valores máximos aleatorios, como la velocidad del viento, debe encararse como un problema de Programación Lineal Estocástica. Este enfoque permite manejar la incertidumbre en las variables, optimizando la generación eléctrica bajo diferentes escenarios posibles, para el que mediante la técnica de Monte Carlo se genera una serie de escenarios pronosticados de cada parámetro con incertidumbre que se desee modelar.

1.5.2- Modelación matemática de la solución

Dado que no se analizará la programación del despacho, sino que se modelará sobre la base de datos de generación hidroeléctrica y de demanda reales que traen correlacionados los patrones aleatorios de la oferta de generación renovable y la demanda, resulta posible emplear el método Simplex para la solución del problema que se expresará como una serie de resultados determinísticos, centrando el foco en determinar una adecuada dimensionalidad para su estudio.

El problema a resolver implica calcular el mínimo de una función de costos de producción de la generación sujeta a restricciones de operación. La función de costos a minimizar estará compuesta por los términos que conforman el costo de cada unidad generadora que contempla su nivel de producción por su costo de producción. Las restricciones que se tendrán en cuenta serán los flujos de potencia y el balance de potencia del sistema, empleando el método de Flujo Óptimo de Potencia en Corriente Continua “DCOPF” [Gra-05] que se describe en el Anexo I y que se basa en una simplificación cuantitativa y linealización de las ecuaciones de flujos de potencia dadas por las Leyes de Kirchoff que permite realizar un balance de potencia activa despreciando las pérdidas de transporte, permitiendo aplicar:

- Dos ecuaciones de restricción en cada línea (una por cada sentido de flujo).
- Una ecuación de balance de potencia del sistema.

En consecuencia, se forma un sistema de ecuaciones con una función a minimizar sujeta al cumplimiento de inequaciones que representan los límites de flujos por las líneas y por ecuaciones que representan el balance de potencia.

Min ($z = \sum C_i P_i$); sujeto a:

$$-F_{\max} \leq S [P - D] \leq F_{\max},$$

$$-\sum P_i = D_i;$$

$$- P \leq P_{\max} \text{ y } P \geq P_{\min}$$

donde:

- z es la función objetivo de costo total de abastecimiento a minimizar.
- C_i es el conjunto de costos variables de producción de cada generador i .
- P_i es la potencia óptima a despachar por cada generador i .
- $F_{\max}$ es el vector que contiene las potencias máximas admisibles de cada línea.
- S es la matriz Sensibilidad Nodo-Rama de la red.
- P es el vector de potencia óptima a despachar en cada nodo i .
- D es el vector de potencia a abastecer en cada nodo i .
- $P_{\max}$ es el vector de potencias máximas a despachar.
- $P_{\min}$ es el vector de potencias mínimas a despachar.
- D_i es el vector demanda en cada nodo i .

1.5.3- Descripción de la técnica aplicada al método de solución utilizado

El problema de optimización del despacho se genera agregando una cantidad de generación renovable adicional en Puntos de Inyección (PI) que no poseen capacidad de asignación de transporte remanente para buscar minimizar el costo variable de operación. Para ello, se debe solucionar simultáneamente una serie de despachos que simulen un horizonte de programación de mediano plazo sobre la base de datos de paso horario equiespaciados, de modo de abarcar los patrones variación estacionales, diarios e intradiarios, de las variables aleatorias de la oferta y la demanda.

La función que representa el problema tiene dos objetivos: determinar la producción óptima de cada generador para cada período de tiempo contemplado y determinar a la vez el valor óptimo de potencia a agregar en los nodos de interés. Estos objetivos se integran en la función minimización del costo variable de producción de todo el período, sujeto a las restricciones de la red.

Para calcular los valores de potencia óptimos a agregar a los nodos objeto de estudio se integra en el período de estudio la serie de despachos horarios de dichos nodos multiplicada por el costo de su PPA y una variable incógnita que se corresponderá con la potencia a instalar. A fin de que se cumplan en cada período horario simulado las ecuaciones de restricciones del sistema se agregan generadores ficticios en los mismos nodos a optimizar con valores de potencia negativa de modo de simular el vertimiento cuando este sea requerido.

1.5.4- Dimensionalidad del problema

En los problemas de optimización, debido a la cantidad de variables y ecuaciones que deben satisfacerse simultáneamente, suele presentarse la llamada “maldición de la dimensionalidad” (definida por Richard Bellman) que refiere a los problemas numéricos que aparecen cuando se operan ecuaciones en espacios de múltiples dimensiones (variables) estructurados en matrices, cuyos elementos aumentan exponencialmente con la dimensión y los datos se vuelven dispersos. Más aún, cuando se requiere trascendencia estadística, la cantidad de ecuaciones necesarias para mantener significancia del resultado necesita crecer también con la dimensionalidad. Si bien los planteos matemáticos de optimización lineal pueden parecer sencillos y metódicos, la “maldición de la dimensionalidad” se manifiesta en la capacidad de memoria de procesamiento computacional de la información, así como en la precisión de la solución y la estabilidad de las operaciones (valores temporarios del cálculo que pueden manifestarse fuera del rango de representación y obligan abortar una operación matemática durante el proceso de búsqueda de la solución). Por ello, resultará necesario recortar la precisión de la simulación y el horizonte de estudio en función de la capacidad de las herramientas computacionales disponibles modelándola mediante un sistema simplificado que represente las variables de interés de la mejor manera posible.

1.5.5- Herramienta de cálculo

Se utilizará el software de *GNU Octave* (de uso libre), que es un programa para realizar cálculos numéricos, parte del Proyecto GNU, con una funcionalidad y sintaxis pensadas para trabajar con matrices casi idéntica a *Matlab*.

Octave puede resolver problemas de programación lineal utilizando la función *glpk*. Es decir, puede encontrar el valor mínimo de la función: $z = \sum C^T X$, sujeto a las restricciones lineales $A X \leq y$ o $A X \geq b$, con $l_b \geq X \geq u_b$, donde C^T es el vector transpuesto de coeficientes que multiplica al vector de variables incógnita X , sujeto a las condiciones:

- $A X$ “menor que y/o igual y/o mayor que” b , (donde A es la matriz ordenada de coeficientes de las ecuaciones e inecuaciones de restricción de la solución y b el vector ordenado que contiene los términos independientes de esas ecuaciones e inecuaciones).

- $l_b \geq X \geq u_b$, donde l_b y u_b son los vectores que contienen los límites inferiores y superiores de cada elemento del vector X .

El límite aproximado de coeficientes de ecuaciones que puede manejarse con esa función se halla en el orden de 2^{31} .

2- LA ENERGÍA RENOVABLE EN EL MERCADO ELÉCTRICO

Las energías renovables iniciaron un rápido crecimiento a inicios de la década pasada favorecidas por el acompañamiento de políticas públicas ante la preocupación por el calentamiento global. Gracias a esas políticas y a mejoras tecnológicas los beneficios de la producción en masa y de la competencia de mercado han hecho que las tecnologías de energía renovable se volvieran cada vez más económicas, siendo muchas veces más rentables para la instalación de nueva generación. No obstante, los costos iniciales y el manejo financiero de los proyectos resultan críticos para su rentabilidad.

Estas formas de energía pueden ofrecer beneficios sociales y medioambientales, pero para la operación del sistema resulta un nuevo obstáculo por su intermitencia y aleatoriedad ya que las redes eléctricas y los mercados de electricidad fueron concebidos para la operación de plantas de energía centralizadas escaladas con la demanda, lo que requirió adaptar las políticas de regulación acorde a sus particularidades.

2.1- Base del Marco Regulatorio del Mercado Eléctrico

A principios de la década de 1990, en el trasfondo de una crisis hiperinflacionaria en el país y un escenario de profundos cambios en el orden geopolítico, el sector eléctrico argentino, en línea con lo realizado en otros países, fue reformado profundamente. El principal objetivo fue privatizar las empresas de servicios públicos en el marco de una gran reforma donde el Estado se desprendía de todas sus empresas promoviendo la iniciativa privada y adoptaba además un esquema monetario de convertibilidad al dólar estadounidense.

Esta reforma se sintetizó en una Ley que estableció los principios y las instituciones para regular el sector y regir el despacho de la generación, la formación de precios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y la determinación de las tarifas del servicio eléctrico. Desintegró la verticalidad las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad organizándolas horizontalmente como actividades comerciales distintas y estableciendo su normativa aplicable, manteniéndose como el marco legal que rige hasta hoy día. El sector de Transmisión y la Distribución son tratados como “Servicios Públicos” que operan con concesiones y tarifas reguladas por la Autoridad Regulatoria, mientras que la Generación se considera de “Interés Público” con precios determinados por un mercado de libre oferta y demanda que opera en el marco normativo conocido como los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (Los Procedimientos).

El marco regulatorio del Mercado Eléctrico Mayorista está definido por la Ley 24.065 y la Resolución Secretaría de Energía 61/1992 que define LOS PROCEDIMIENTOS, junto con sus modificatorias. Estas normas establecieron un Organismo Encargado del Despacho (OED) que se asignó, junto con la administración del MEM, a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), creada de modo que su Directorio se conformara con la representación de cada uno de los Agentes reconocidos (Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios) y presidida por un representante del Gobierno Nacional.

En el MEM se reconocían tres sistemas de formación de precios:

- Un precio horario spot, fundado en la Teoría del Costo Marginal, que lo fija el costo del siguiente MWh a ser despachado por orden de mérito sujeto a las restricciones técnicas de operación para el despacho de su generación.
- Un precio estacional estabilizado sobre la base de la programación de la operación estacional que se traslada a las tarifas de las empresas Distribuidoras.
- Un precio libre pactado entre partes por medio de contratos a término.

Con ello se generaba un mercado en tiempo real (Spot), un mercado a término y un mercado de precios regulados. Los distribuidores compran energía a un precio estabilizado, mientras que los generadores venden energía a un precio Spot horario. CAMMESA es el administrador de las transacciones resultantes.

La remuneración a generadores comprende también una remuneración por potencia que considera como valor físico la potencia media mensual, sin considerar las paradas técnicas para mantenimiento acordadas.

2.2- Distorsiones Regulatorias Experimentadas en el MEM

El esquema monetario experimentó un drástico cambio a inicio de la siguiente década, producto de la incapacidad de la economía real del país de generar un ingreso de divisas suficiente junto con la imposibilidad del Estado de seguir tomando crédito en moneda extranjera que sostenga el esquema de convertibilidad que implosionó, generando una crisis sin precedentes en la Argentina dejando tanto al Estado Nacional como al sistema bancario en situación de insolvencia para la atención de pagos en moneda extranjera. Todo ello signó un período de serias dificultades para la normalización del acceso al crédito externo para toda la economía del país para los períodos posteriores.

A consecuencia de la crisis se dieron drásticos cambios en la dirigencia política y en el esquema cambiario y monetario, aplicándose medidas de urgencia en aquel entonces que afectaron seriamente al sector eléctrico y que perduran hasta la actualidad.

Entre las medidas que distorsionaron el funcionamiento del mercado eléctrico se destaca el congelamiento de los ingresos tarifarios de la Distribuidoras y el tope de los precios de la energía que se establecían en LOS PROCEDIMIENTOS. La fijación del precio spot de la electricidad en el MEM pasó a ser calculada, independientemente del combustible utilizado, sobre la base del precio del gas natural que también quedó regulado por el Gobierno para la generación electricidad. Los costos por encima del tope establecido se reconocieron como “sobrecostos transitorios de despacho”, desvirtuándose el principio de formación de precios por costo marginal. Esta situación ocasionó que las empresas generadoras, de transporte y distribuidoras de electricidad pospusieran nuevas inversiones, lo que trató de ser suplido en parte por mecanismos intervencionistas del Estado consistentes en:

- La aplicación de subsidios para cubrir la diferencia entre los ingresos tarifarios y los costos de generación de la energía.
- A consecuencia de esos subsidios, el Estado se hizo cargo de la compra y asignación de combustibles para la generación y terminó prohibiendo la renovación de los contratos a término entre generadores y Grandes Usuarios, reemplazando ello con un sistema centralizado de compras conjuntas. Asimismo, para cancelación de deudas con generadores por el congelamiento tarifario, implementó mecanismos temporales para su cancelación a través de fideicomiso para nuevos activos de generación.
- La falta de inversiones en generación devino en el reconocimiento de precios diferenciales para las necesidades de ampliación de la generación y licitaciones con contratos a término.

La aplicación de estas intervenciones fue delegada a CAMMESA y generaron una paulatina contractualización del precio de la energía hasta abarcar prácticamente todo el parque de generación actual. Los generadores que no entraron en estos mecanismos o que caducaron sus contratos a término pasaron a percibir una remuneración determinada discrecionalmente por el Estado.

En el año 2016 se dio un nuevo cambio en el mapa político, recuperándose temporalmente el acceso al crédito externo. El sector eléctrico fue declarado en emergencia y se licitó también la instalación de nueva generación térmica con contratos PPA y asignación de prioridad de despacho, lo que se sumó en esa modalidad un importante ingreso de energía de fuentes renovables. La gestión comercial y provisión de combustible para centrales de generación se mantuvieron centralizadas en CAMMESA, con excepción de los generadores con regímenes especiales. No obstante, en dicho período se repitieron algunos manejos del frente externo que derivaron en el año 2019 en un nuevo escenario marcado por la restricción de divisas y la dificultad de acceso al crédito en moneda extranjera.

Tras dicho lapso, en el año 2021 se estableció un nuevo esquema que modificó al régimen de despacho en la cesión del gas natural, dando prioridad a las unidades suministradas con gas importado de Bolivia en condición *Take or Pay* (TOP) seguido de aquellas provistas por un régimen de promoción de gas natural y, por último, por aquellas que ceden gas a CAMMESA.

A las restricciones técnicas que fueron acumulando los nodos de transporte y las redes de distribución por la falta y previsibilidad de ingresos tarifarios suficientes en un escenario de alta inflación junto con el crecimiento de la demanda, se sumó la irrupción, fomento y crecimiento, durante la última década, de la capacidad instalada de generación de fuentes de energía renovables, de origen eólico y solar fundamentalmente, lo que desvirtuó los principios de competencia de libre mercado para el despacho y formación de precios basados en los principios de la teoría del costo marginal.

2.3- Incorporación de Energías Renovables al Marco Regulatorio

Si bien a partir de la crisis del petróleo la década de 1970 surgieron algunas iniciativas políticas para la generación a partir de fuentes de energías renovables en el país, en 1998 se sancionó la ley de “Régimen Nacional de la Energía Eólica y Solar”. Sus costos, mucho más altos a los actuales, dieron lugar a la instalación de pequeñas potencias de generación eólica de impactos locales, y la crisis en la que entró la economía en la época de la convertibilidad sepultó su avance. Luego, en el año 2006 se sancionó una ley de “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica” que sentó base para una licitación pública que se realizó en el año 2009 para la generación de electricidad con energías renovables adjudicando 895 MW, de los cuales se concretaron tan solo 139 MW debido fundamentalmente a problemas de financiación por las condiciones económicas y la persistencia de políticas regulatorias estatistas post caída de la convertibilidad.

El impulso significativo de las renovables se dio tras la promulgación de la Ley de fomento a la generación a partir de fuentes renovables de energía en el año 2015 estableciendo un objetivo en el que los Grandes Usuarios del MEM y CAMMESA deben cubrir su demanda con dichas fuentes en un 20% al finalizar el año 2025, ofreciendo diversos incentivos fiscales y de fondeo para desarrollos y otorgando a estos generadores el mismo esquema de despacho que reciben las centrales eléctricas de pasada, donde vuelcan toda su capacidad de producción en cada momento, sujetas solo a las instrucciones del OED en virtud de restricciones operativas de la red. En ese marco se impulsó una serie de convocatorias para que desarrolladores compitan en licitaciones para suscribir contratos de abastecimiento mayorista de electricidad con fuentes de generación renovables conocidos como PPA. Éstos son comprados por CAMMESA en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios prorrateando sus costos a la demanda.

Dichos contratos ofrecen una serie de ventajas competitivas, entre las que se señala:

- El precio que se adjudica no toma en cuenta el punto de inyección (PI) en el que se entrega la energía, por lo que las pérdidas de transmisión se prorratean entre toda la demanda.
- Permite comercializar volúmenes de energía sin afrontar el respaldo de potencia necesario por la intermitencia y aleatoriedad de estas fuentes, por lo que las previsiones operativas que resulten necesarias son trasladadas a la demanda, siendo la restante generación la que debe cargar con la regulación de frecuencia.
- Estos generadores pueden solicitar y recibir asignación de la capacidad de transporte para la energía que generan, lo que reconoce implícitamente la desadaptación de la concepción de la red para la incorporación en forma significativa de estas tecnologías.

Paralelamente, en el año 2017 se reglamentó el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) que permite a los Grandes Usuarios del MEM contratar o autogenerar energía para cumplir con su obligación de abastecimiento de su demanda a través de fuentes renovables. Los excedentes de generación respecto a lo contratado en el MATER se remuneran hasta un 10% de la generación al precio mínimo de la tecnología vigente en el marco los PPA firmados con CAMMESA y el remanente, en caso de que hubiera, puede ser comercializado en el mercado *spot*. Las condiciones contractuales pueden ser pactadas libremente entre las partes de acuerdo con los Procedimientos del MEM y cuentan con las mismas ventajas competitivas señaladas de los contratos PPA firmados con CAMMESA.

Ante la saturación de las redes de transporte en algunos contratos PPA de modalidad de compras conjuntas se otorgaron cláusulas TOP que remuneran la plena disponibilidad de generación, aunque no se cuente con la suficiente capacidad para inyectarla. Ya en el año 2023, la Autoridad de Aplicación ofreció la posibilidad de otorgar Prioridad de Despacho “Referencial Tipo A” en corredores sin disponibilidad plena asegurada, teniendo una probabilidad anual esperada del 92% de inyección de energía.

2.4- Actualidad del Funcionamiento del Mercado Eléctrico

El marco regulatorio legal de la década de los años ‘90 se ha mantenido vigente, pero con importantes modificaciones distorsivas. El costo marginal de la energía que determinaba el precio del mercado *spot* es solo un indicador representativo y el mercado actualmente se encuentra altamente contractualizado con CAMMESA a través de la centralización de la compra y venta de energía (mecanismo conocido como “compras conjuntas”). El mercado a término ente privados solo existe en el MATER y marginalmente en algunas adhesiones a regímenes especiales que aún se encuentran vigentes.

Sin embargo, a pesar de las sucesivas modificaciones regulatorias y deformación de señales de precios los mecanismos de asignación de despacho han mantenido su vigencia para la programación, aunque incorporando criterios discrecionales en el orden de mérito para el despacho de combustible. Es el Estado Nacional, a través de CAMMESA, quien compra y entrega el combustible para generación. Los generadores se alistan según una lista de orden de mérito que reconoce costos variables de producción según combustible asignado y valores de agua calculados para las centrales con manejo de embalses en función de una programación del despacho que se resuelve como un problema de optimización para largo, mediano y corto plazo. Las centrales hidroeléctricas sin capacidad de embalse y la generación de fuentes de energía renovable despachan por base como centrales de pasada.

El sistema opera actualmente al límite durante los picos de consumo en capacidad instalada de generación y en condición de saturación de toda la red de transporte para la incorporación de nuevas fuentes de energía renovables de origen eólico con algunos puntos de inyección marginales para la generación de origen solar fotovoltaica.

2.5- Características del Despacho de la Energía Renovable

Las energías solar fotovoltaica y eólica son de naturaleza intermitente. Varían tendencialmente a lo largo del día y de los meses del año, pero fundamentalmente, varían aleatoriamente por condiciones meteorológicas que son difíciles de pronosticar hasta unas pocas horas de anticipación, incluso así dando lugar a gran incertidumbre que condiciona la operación de la red y la planificación del despacho. La instalación de energía eólica podrá sufrir indisponibilidades totales en cualquier momento del día, mientras que la solar lo hará durante las horas nocturnas, y si bien su comportamiento es también aleatorio, resulta más modelable y de variabilidad más acotada.

El Gráfico 2.5-A tomado de la página de CAMMESA compara el pronóstico de variación de la energía eólica a lo largo de un día y su despacho real, donde se puede apreciar una diferencia de hasta el orden de 800 MW de generación eólica respecto al predespacho diario en el lapso de una hora (17:30 h a 18:30 h), que representa aproximadamente un tercio del despacho total eólico programado.

El Gráfico 2.5-B, en cambio, muestra la variación de la energía solar fotovoltaica prevista versus la real generada a lo largo del mismo día que, como se puede notar, toma una curva de producción teórica bastante plana con una rampa de tiempo de aproximadamente 1.5 h hasta llegar o abandonar valores cercanos al 90% del pico, lo que permite una mejor modelación del comportamiento esperado respecto de la eólica.

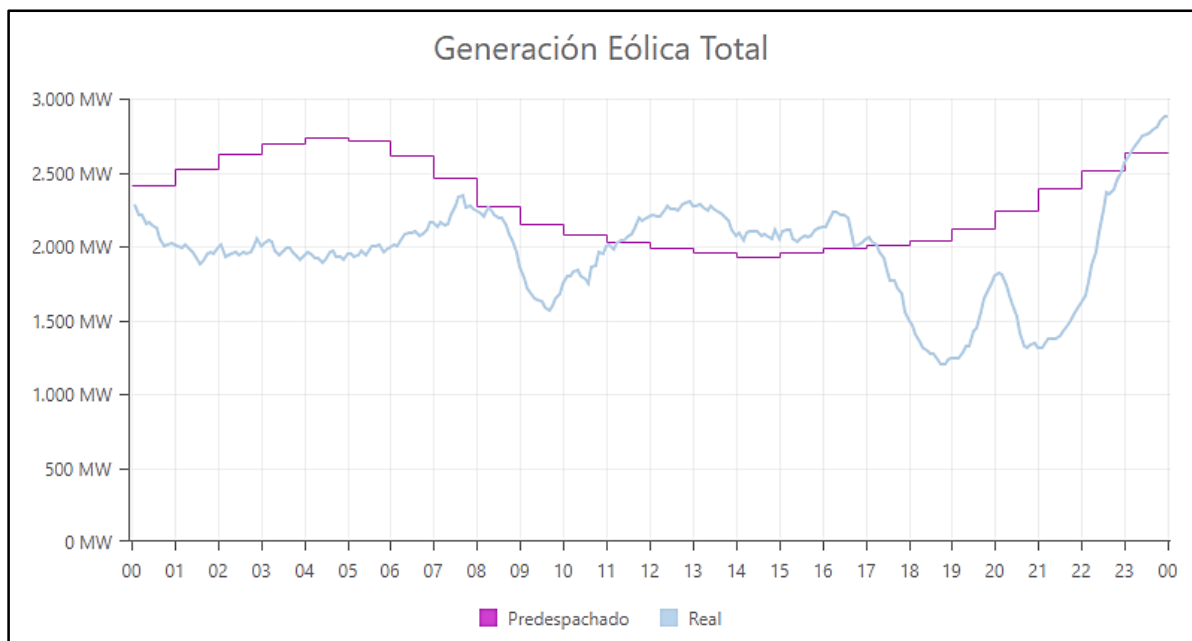


Gráfico 2.5-A- Generación eólica real y prevista por el OED el día 03/09/2024.

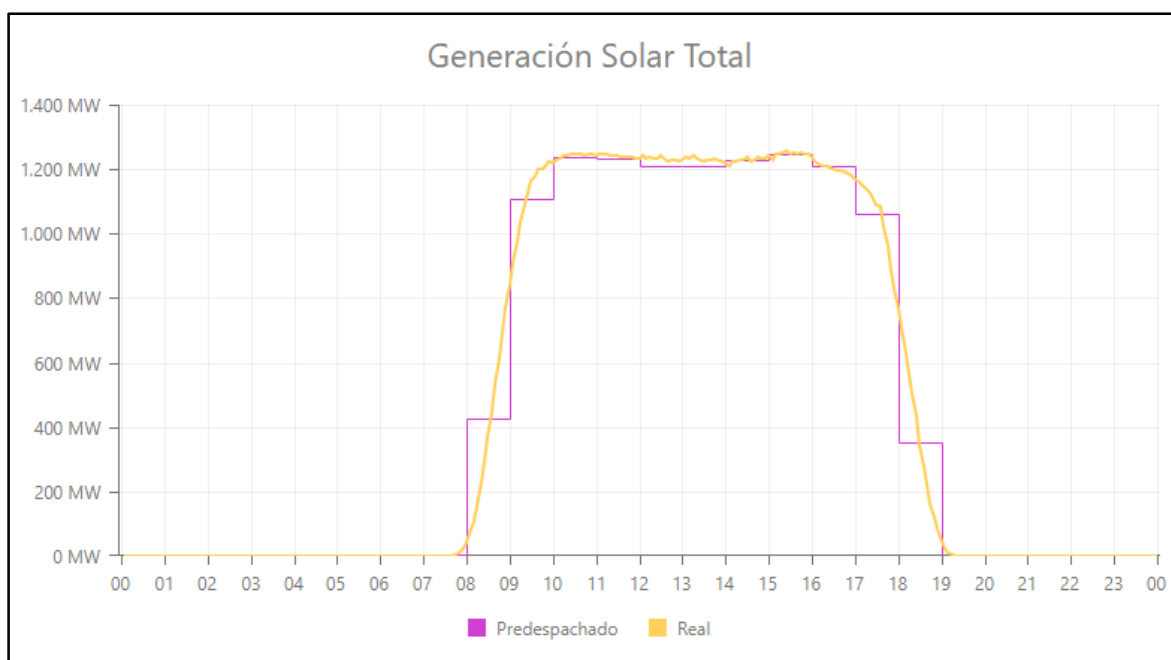


Gráfico 2.5-B- Generación solar fotovoltaica real y prevista por el OED el día 03/09/2024.

El recurso solar es un recurso aleatorio que se ve afectado por las variables climáticas, mientras que el recurso eólico es en sí mismo una variable climática y de allí la dificultad de su modelación. A efectos de simular un comportamiento más probable puede decirse que para un panel fotovoltaico se puede modelar un valor constante en casi todo el lapso diurno y nulo en el resto del día.

Para una turbina eólica, modelar un valor esperado a lo largo del día no representará su comportamiento real por la mayor aleatoriedad y por la naturaleza de conversión del recurso a energía eléctrica. Para hacer visible esto último se muestra el Gráfico 2.5-C de potencia-viento típico de un generador eólico.

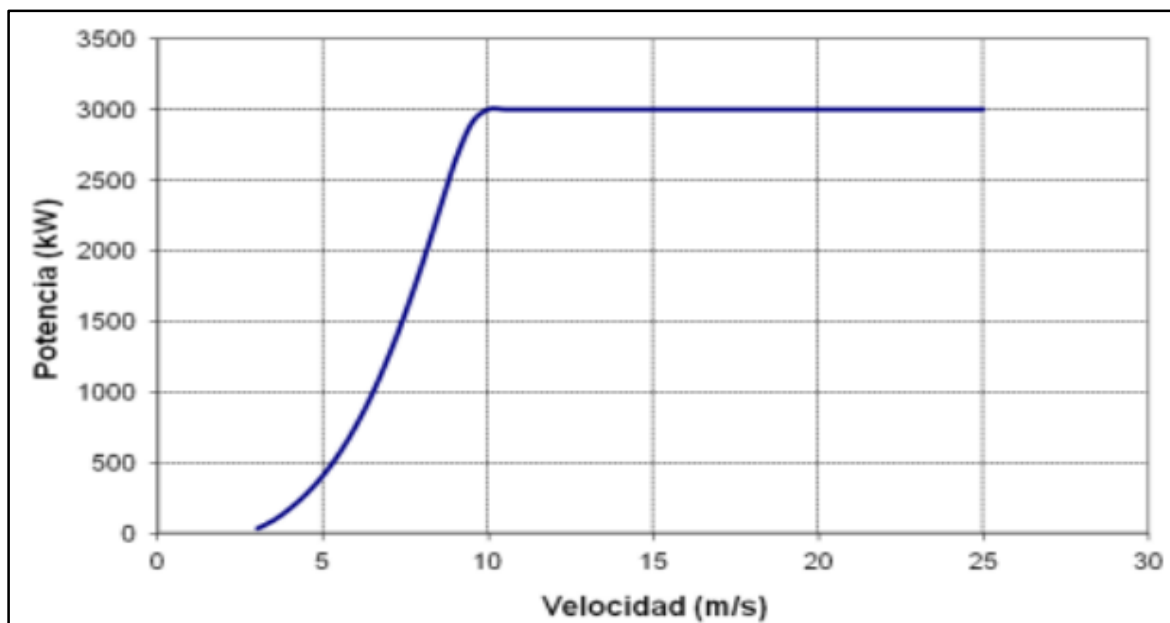


Gráfico 2.5-C- Potencia- velocidad de un aerogerador

(Fuente: https://mapas.minem.gob.pe/map_eolico/data/TextoAEP.pdf)

En el caso de los generadores eólicos, las leyes de mecánica de fluidos prevén una relación de conversión de la energía cinética del viento a energía eléctrica -por medio de la transferencia de esa energía a través de las aspas de la turbina y de su conversión a electricidad en el generador- que dependerá de la velocidad a la tercera potencia. En la práctica se requerirá una fuerza mínima para vencer la inercia del generador (de aproximadamente 3 m/s) y un diseño que limite la potencia de salida para que pueda ser operable en un rango considerable de velocidad. En consecuencia, debido a esta fuerte dependencia, la modelación del comportamiento esperado de un generador eólico resulta en una curva probabilística casi de “apagado/encendido” según la velocidad del viento se encuentre dentro o fuera del rango de operación plana.

2.5.1- Variación diaria de la generación

Si bien la variación de potencia de los aerogeneradores es instante a instante, puede extraerse una aproximación de paso horario de los partes post operativos de CAMMESA para cada parque eólico. A modo ilustrativo, se grafican dichas curvas para distintos generadores correspondientes al mes de enero 2023.

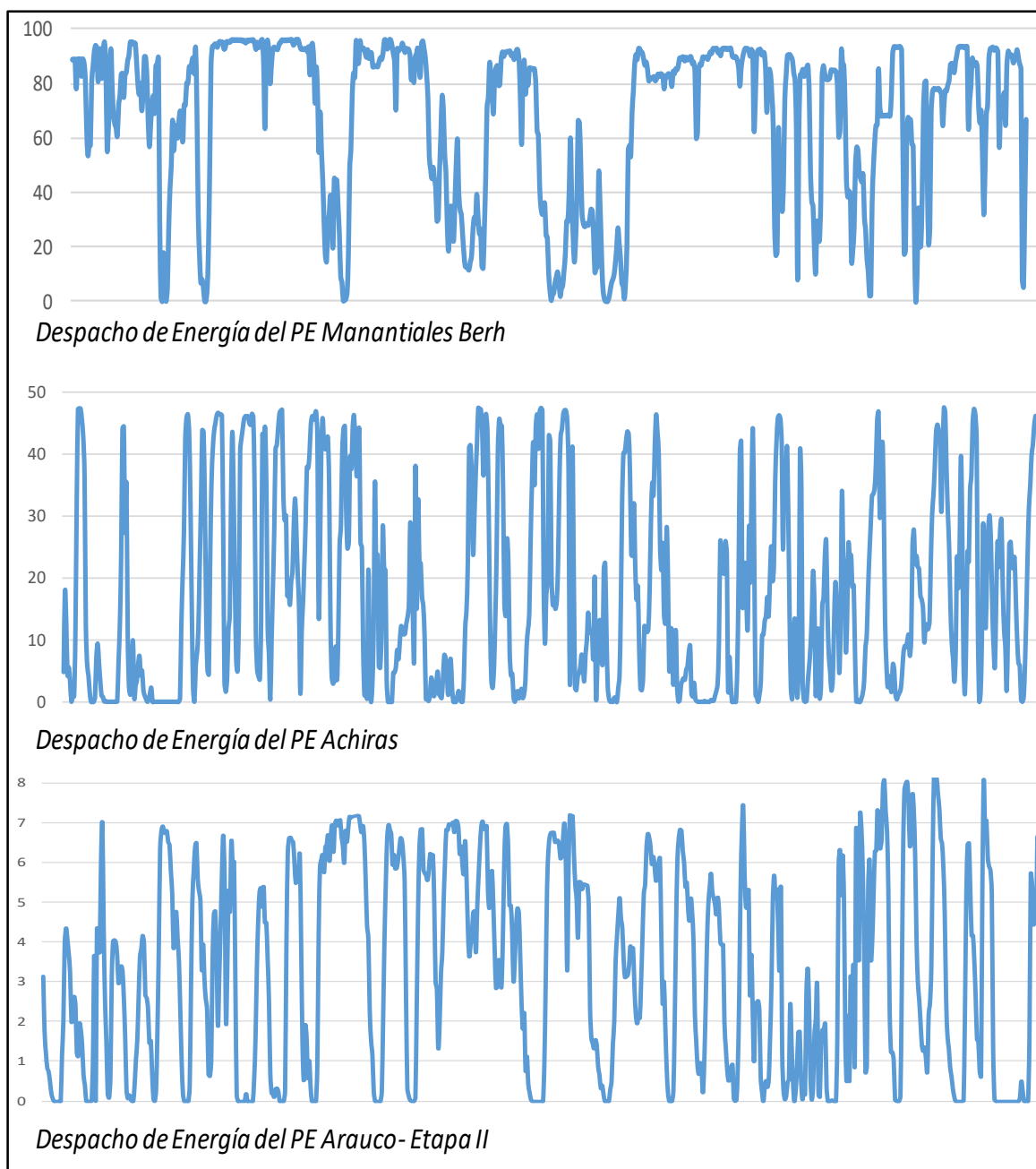


Gráfico 2.5.1-A- Despacho de energía horaria de parques eólicos

Estos gráficos permiten observar esa tendencia a “todo o nada” con momentos en los que el generador opera al 100% y momentos en los que genera al 0% durante períodos imposibles de prever en una planificación de la operación incluso con un día de anticipación. Dependiendo de la dispersión de la probabilidad de vientos y la constancia de ese recurso el inversor decidirá la ubicación y el tipo de aerogenerador a instalar para maximizar su aprovechamiento.

En las gráficas mostradas se puede observar la diferencia de variación del factor de carga (FC) de las curvas de las tres regiones ejemplificadas: Patagonia (PE Manantiales Berh), Centro (PE Achiras) y Noroeste (PE Arauco).

A modo comparativo, se muestra, para el mismo período, la variación horaria de un parque solar fotovoltaico.

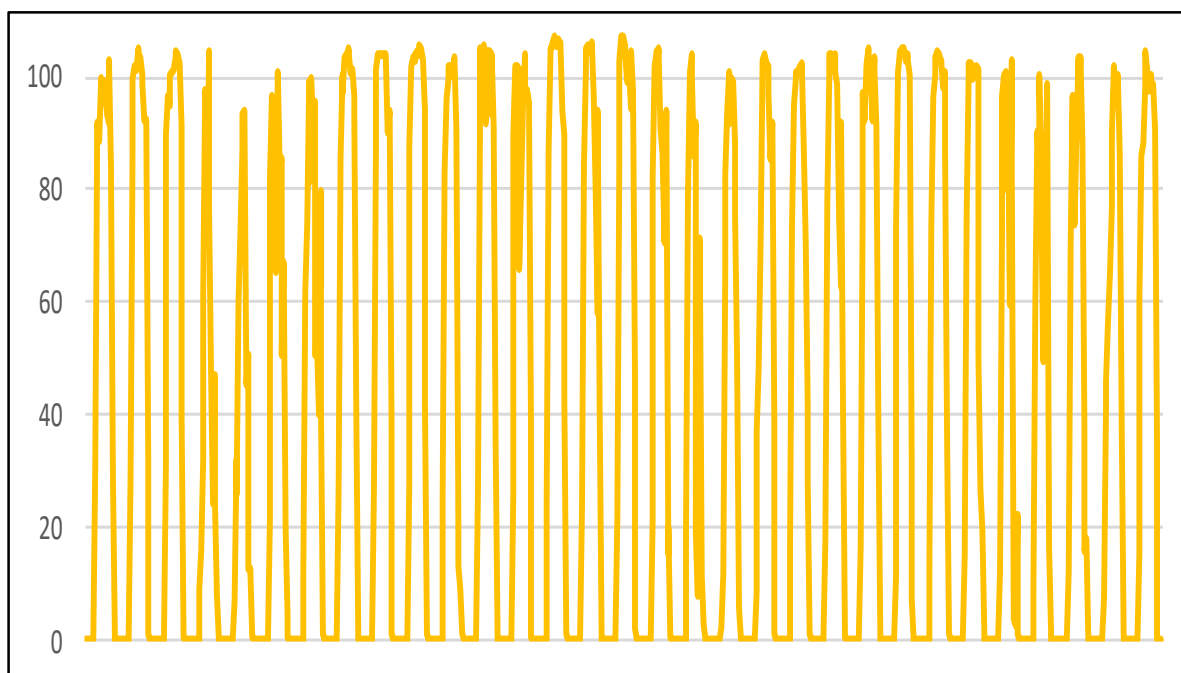


Gráfico 2.5.1-B- Despacho de energía horaria del PS La Puna

La curva de despacho de un parque solar fotovoltaico es reiterativa, pero, aunque con una cuota de aleatoriedad aún considerable en función de las condiciones climáticas (principalmente), resulta más sencilla de modelar para el planificador. Su disponibilidad horaria esperada de energía no reviste mayor inconveniente que la probabilidad de nubosidad y la temperatura, principalmente, la presencia de partículas en suspensión en el aire, así como la intensidad de radiación, que también inciden en su rendimiento.

Hasta aquí se mostró la variación registrada para solo un mes testigo. Para mostrar su comportamiento a lo largo de los meses se muestra la variación de despacho de energía horaria promedio de un parque eólico, para el mismo mes, pero para distintos años de operación. Para ello se tomaron los valores de despacho horarios para el mes de enero de los años 2019 a 2023 del PE Villalonga y sus valores estadísticos típicos para intentar mostrar la dispersión de patrones aleatorios en su comportamiento, los que se muestran en los Gráficos 2.5.1-C y 2.5.1-D, donde puede apreciarse que el comportamiento de la energía eólica también muestra una tendencia que permite generar valores esperados, aunque la serie histórica con la que se cuenta es acotada (poco más de 10 años para los primeros parques eólicos instalados: Diadema, Arauco, Loma Blanca). La mayor parte del parque eólico (y también del solar) en funcionamiento hoy día ofrece menos de cinco años de registros horarios de operación.

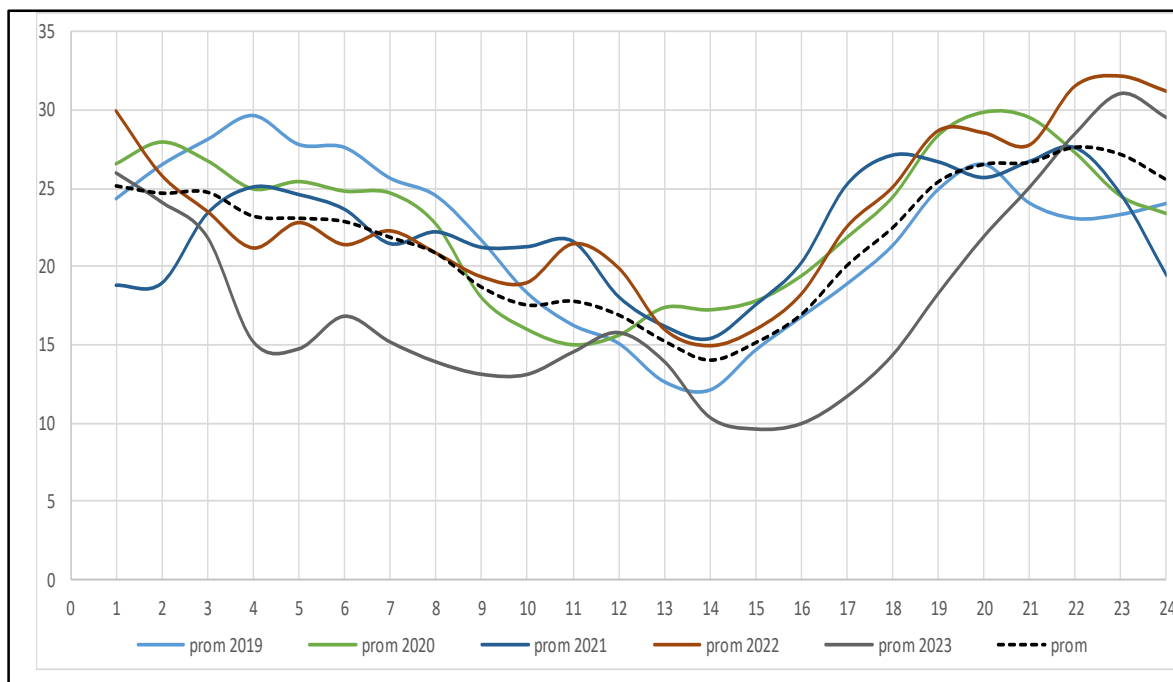


Gráfico 2.5.1-C- Media de despachos horarios de energía de un parque eólico.

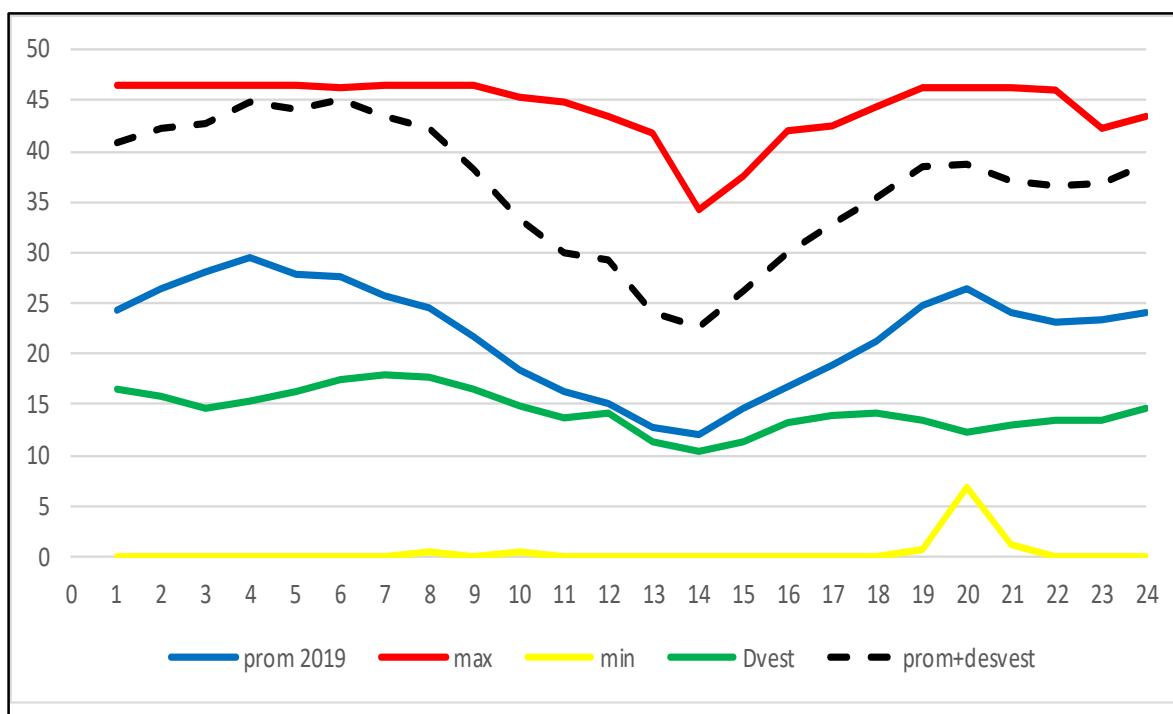


Gráfico 2.5.1-D- Valores estadísticos de despachos horarios de energía de un parque eólico.

Si se compara con las curvas horarias se advertirá que el comportamiento estadístico no refleja en la red la operación real. Un despacho que contemple el máximo FC no toma en cuenta la energía no entregada por el parque y un valor promedio no toma en cuenta la probabilidad de saturación de las redes. Sí permite coordinar el manejo de agua y de disponibilidad de combustible en un período determinado, pero no planificar la operación de la red sin una modelación mediante corridas de flujos asociados a distintas probabilidades de ocurrencia.

2.5.2- Variación estacional de la generación

Mientras que los índices de radiación solar se pueden modelar en forma teórica a lo largo del día y a lo largo del año en función de la ubicación geográfica (amén de los apartamientos por de intensidad de radiación debido a dinámicas del sol y de la atmósfera y por formación de nubosidad debido a dinámicas climatológicas), el comportamiento del viento resulta mucho más complejo de modelar y solo adquiere sentido su variación estadística en análisis de largo plazo. El Gráfico 2.5.2-A muestra ello contrastando el despacho de energía anual de un parque eólico y un parque solar a lo largo del año 2022 con paso horario donde se observa una clara tendencia oscilatoria estacional para la energía solar fotovoltaica, afectada principalmente por los períodos de nubosidad (la región del PSFV Cafayate se caracteriza por una clara estación húmeda entre fines de primavera y principios de otoño), por lo que a los efectos de planificar la probabilidad de vertido de un parque resulta más certero el comportamiento de un parque solar que el de uno eólico.

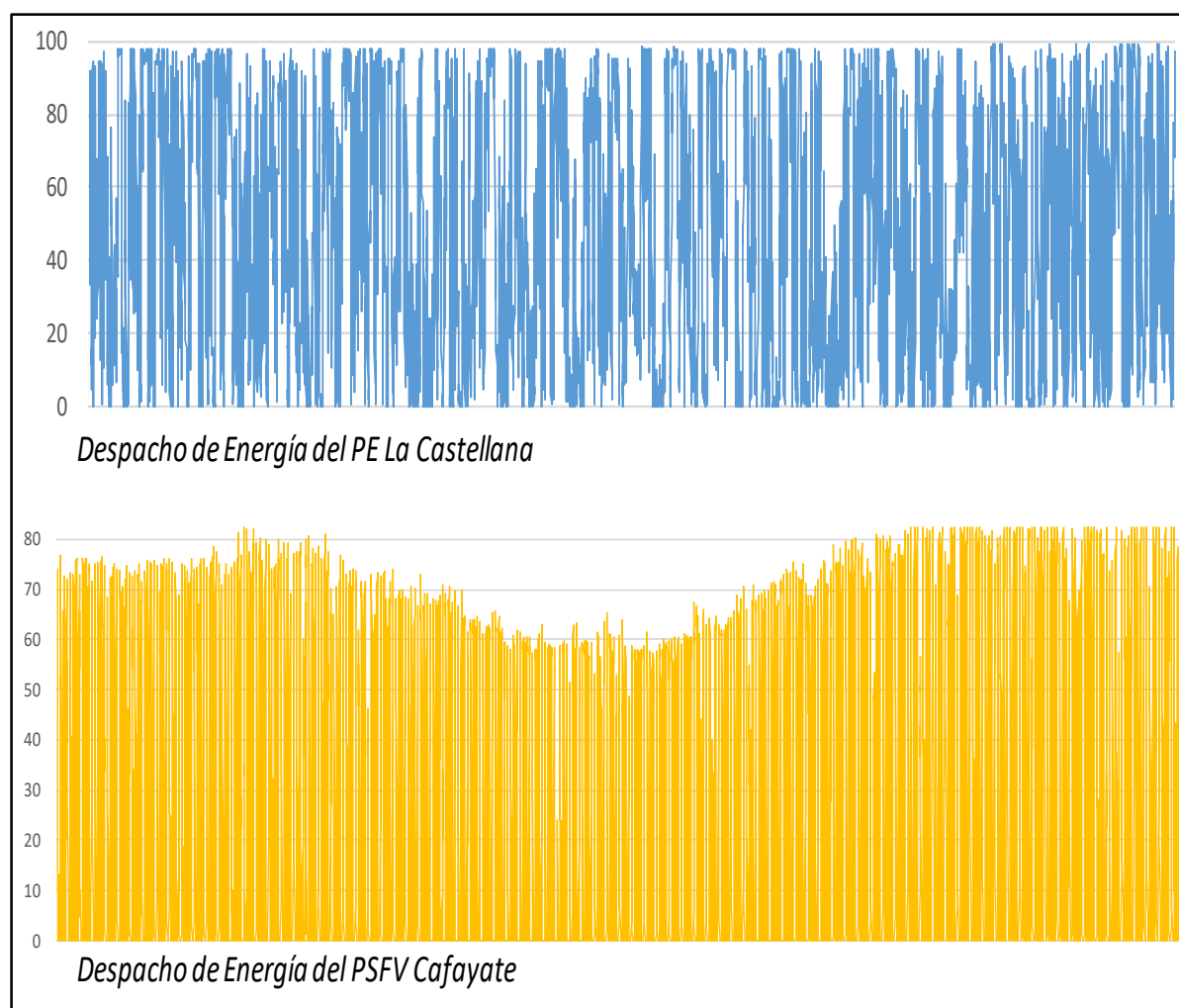


Gráfico 2.5.2-A- Valores de despachos horarios de energía de un parque eólico y solar a lo largo de un año.

Centrando el análisis del comportamiento de la generación eólica a lo largo de los años se contempló el despacho horario del PE Loma Blanca IV en cuatro meses del año (enero, abril, julio y octubre), obteniéndose promedios horarios de despacho (estos pueden estar sujetos a error por paradas técnicas de mantenimiento, ampliaciones de otras etapas).

Estas gráficas, como se muestra continuación, sugieren la posibilidad de estimar escenarios con distintas probabilidades de ocurrencia para la modelación del uso de la red y de previsión del despacho, aunque, naturalmente, la precisión de la simulación dependerá de las características climatológicas de cada zona en la que se halle instalado. Si bien se puede apreciar que en uno de los años los valores promedio horarios se mostraron bastante superiores a la media, estos muestran, en general, una tendencia horaria constante menos marcada en invierno y de menor intensidad en otoño.

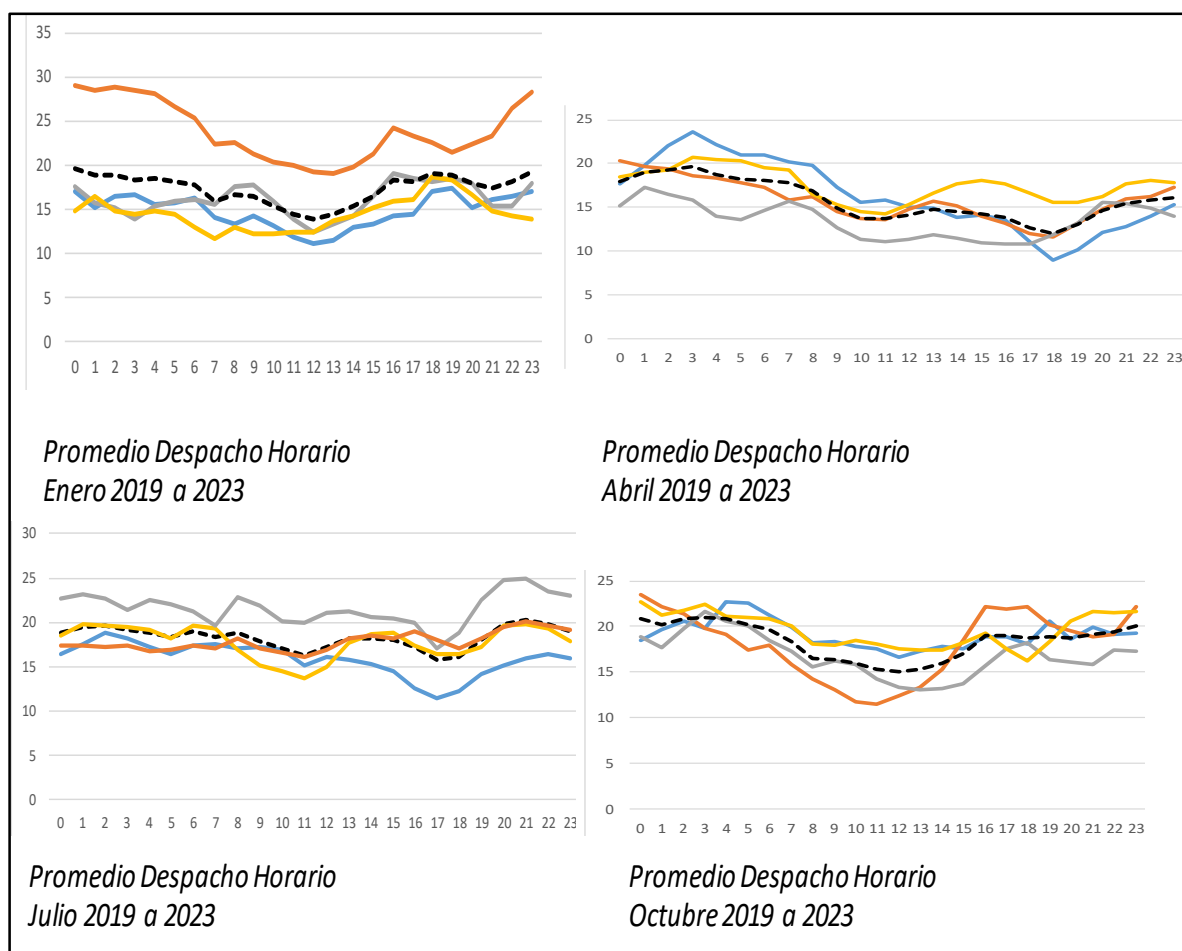


Gráfico 2.5.2-B- Valores estadísticos de despachos horarios de energía de un parque eólico.

2.5.3- Simultaneidad de la generación eólica

Para medir su impacto debe tenerse en cuenta la simultaneidad de los distintos lugares de instalación de parques eólicos y el efecto “cascada” que puede ocurrir en una red troncal. Como se observa en la Figura 2.5.3.A, los parques eólicos en Argentina, si bien se encuentran conectados en nodos de 132 KV que no se aprecian en el gráfico, la estructura de la red de 500 KV es del tipo troncal, encontrándose alrededor del 40% de la demanda en el margen superior izquierdo (región del AMBA). Dependiendo del grado de simultaneidad de carga de los distintos parques, se sumaría más o menos ocupación a la red, pasando de verse la congestión como un “precio local” a un precio regional, similarmente a lo que ocurría con el corredor del Comahue en la década de los '90, pero con potencias no firmes (eólicas, en vez de hidráulicas).

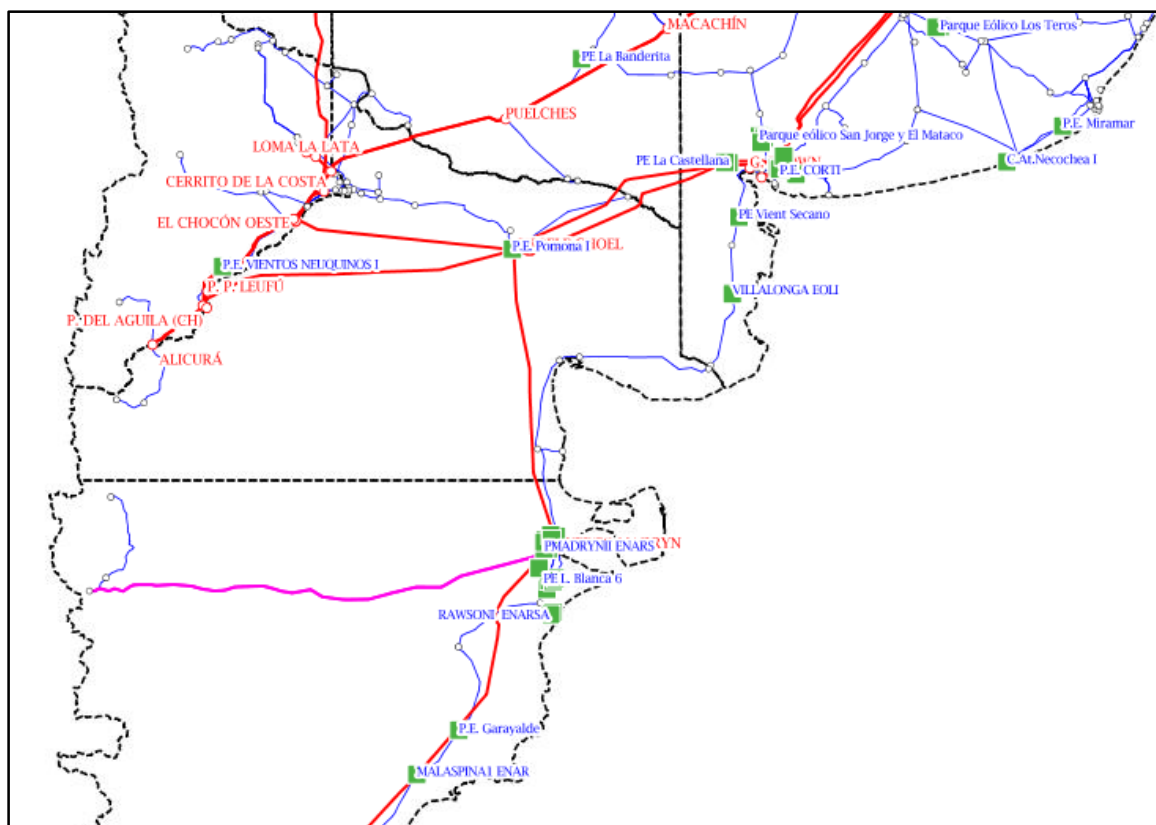


Figura 2.5.3.A- Vinculación troncal de los principales nodos eólicos del SADI.

El Gráfico 2.5.3-B permite visualizar la simultaneidad entre distintos nodos (Chubut Norte, Chubut Sur + Santa Cruz y Bahía Blanca) respecto a la capacidad instalada de estos sobre la base de los despachos horarios del año 2022. Si se aprecia una ampliación de éste (de unos 15 días) puede verse mejor gráficamente la correlación entre las tres zonas consideradas (en gris Bahía Blanca, en naranja Pto. Madryn y en celeste la zona del Golfo San Jorge).

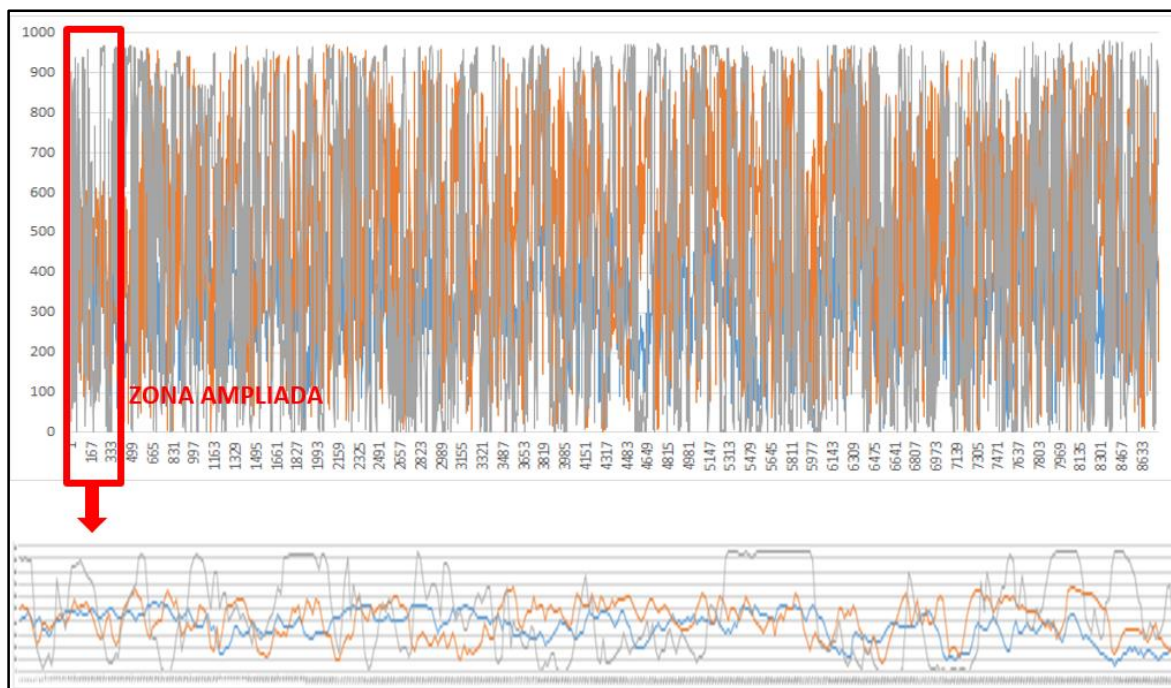


Gráfico 2.5.3-B- Curvas correlacionadas de despacho de distintos nodos eólicos (Golfo San Jorge, Pto. Madryn y Bahía Blanca).

Arriba: gráfico anual. Abajo: Ampliación de la curva para un lapso de 15 días.

En la región ampliada del gráfico se ven claramente momentos de saturación en la zona Bahía Blanca, pero no se ve una correlación fuerte (sin ser aquí objeto de cálculo) dado el acotado registro anual, como ya se mencionó. Dado que las tres zonas están ubicadas en cascada a lo largo del corredor se compara el despacho anual frente a su potencia instalada total en el siguiente gráfico.

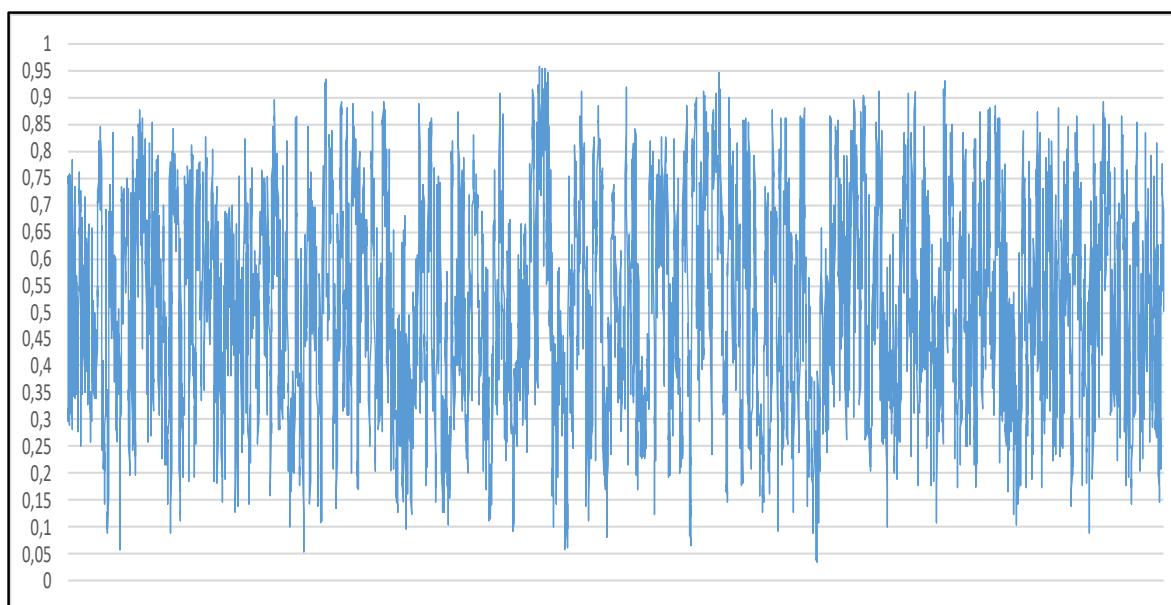


Gráfico 2.5.3-C- Factor de Carga anual simultáneo de los principales nodos eólicos (Golfo San Jorge, Pto. Madryn y Bahía Blanca).

El factor de carga medio del parque generador del corredor que enlaza esos nodos se encuentra en torno al 50% a lo largo del año (datos de despacho del año 2022), pero con una distribución de valores cuya amplitud sobrepasa el rango que va desde el 5% al 95%. Esta amplitud de valores de disponibilidad del recurso tan extrema, característica de la energía eólica como ya se mencionó (tendencia “switch on-switch off”), incluso en una extensión territorial que posee un litoral marítimo de más de 4.500 km de costa con excelentes características de vientos, es la que plantea un desafío para la planificación, tanto para la optimización de la decisión de la inversión en generación como para interpretar las señales de expansión de la red de transporte.

2.5.4- Efecto del aumento de la capacidad de generación instalada

Para cerrar este capítulo se presenta el dilema que encierra el objeto del presente trabajo y que, a diferencia de las energías firmes, donde la ampliación de una planta convencional (térmica especialmente) suele arrojar un aumento de oferta lineal, en las energías renovables esa premisa no se cumple. Se muestra a continuación la serie de paso horario de despacho de energía de una central fotovoltaica y otra eólica en un día del mes de enero del año 2023 (datos obtenidos de los partes post operación de CAMMESA). En ambos casos se simula el aumento de la capacidad de generación instalada del 20% incrementando su despacho en ese orden.

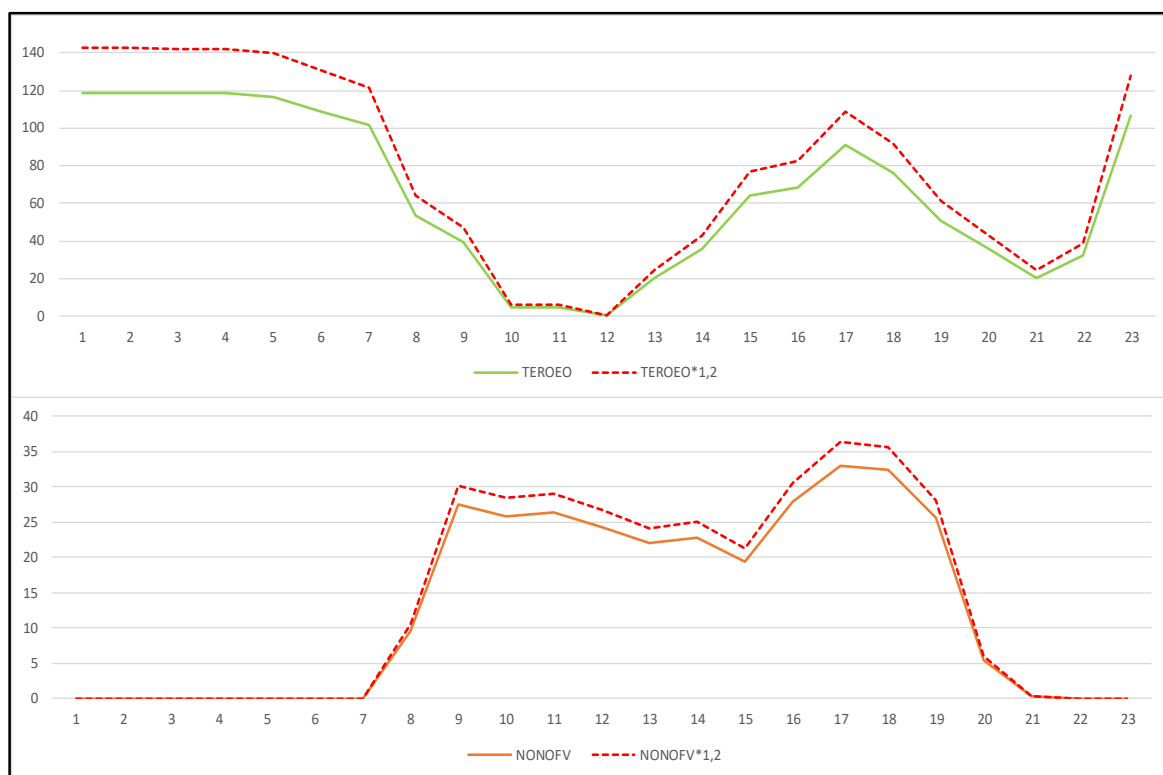


Gráfico 2.5.4-A- Despacho horario de PE Los Teros y PSFV Nonogasta (01/01/2023) y proyección con un 20% de potencia adicional.

Como se desprende de estas curvas, un aumento de capacidad se vuelve significativo cerca del pico de carga del parque. En bajos niveles de carga el aumento de capacidad de generación se vuelve insignificante. No obstante, si los picos son cortos y el factor de carga medio tiende a estar por encima de un valor adecuado, se podría mejorar el aporte de energía renovable mediante un porcentaje de instalación adicional al integrarse ese extra en todo el lapso de operación, no ocurriendo lo mismo con la energía fotovoltaica que tiende a trabajar en valores cercanos al pico durante la mayor parte de sus horas de funcionamiento, salvo donde el recurso no es tan fiable (como por ejemplo en las regiones, Centro y Comahue y Noreste) por condiciones de nubosidad más frecuentes. Esto se analiza en el siguiente Capítulo.

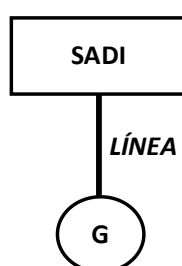
3 – ANÁLISIS DE INCORPORACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE

Se analiza en este Capítulo, un generador que se agrega a un sistema de potencia. Es decir que la instalación de generación de energía renovable que se adiciona afecta el despacho del resto de generación del sistema desplazando otra generación, excepto cuando no se cuenta con disponibilidad del recurso, y que en los momentos de abundancia produce, además, congestión en las líneas.

Primeramente, se presenta el caso sencillo de un generador renovable conectado en forma radial a una barra de potencia infinita a través de una línea con una determinada capacidad de transporte. Luego, aplicando el método DCOPF se analizará el comportamiento del generador en un sistema de potencia.

3.1- Generador Renovable Conectado a una Red de Potencia Infinita

El caso de una línea que vincula un Parque Eólico con un sistema eléctrico que no posee ninguna restricción de inyección de esta generación más allá de la capacidad de transporte de la línea que lo vincula, a la cual se desprecian sus pérdidas, se representa con un generador vinculado mediante una línea a una barra de potencia infinita como se ilustra en la siguiente figura, con el objeto de analizar simplídicamente los efectos en el mercado tomando como datos de base curvas horarias de despacho reales. Se asume que la energía entregada por el generador desplaza generación térmica y que ello no altera el precio de mercado.



3.1.1- Observación sobre la forma de conexión de un parque

La generación horaria de un parque eólico ubicado en la Región Eléctrica Centro, en el mes de enero del año 2021 se muestra en el Gráfico 3.1.1-A.

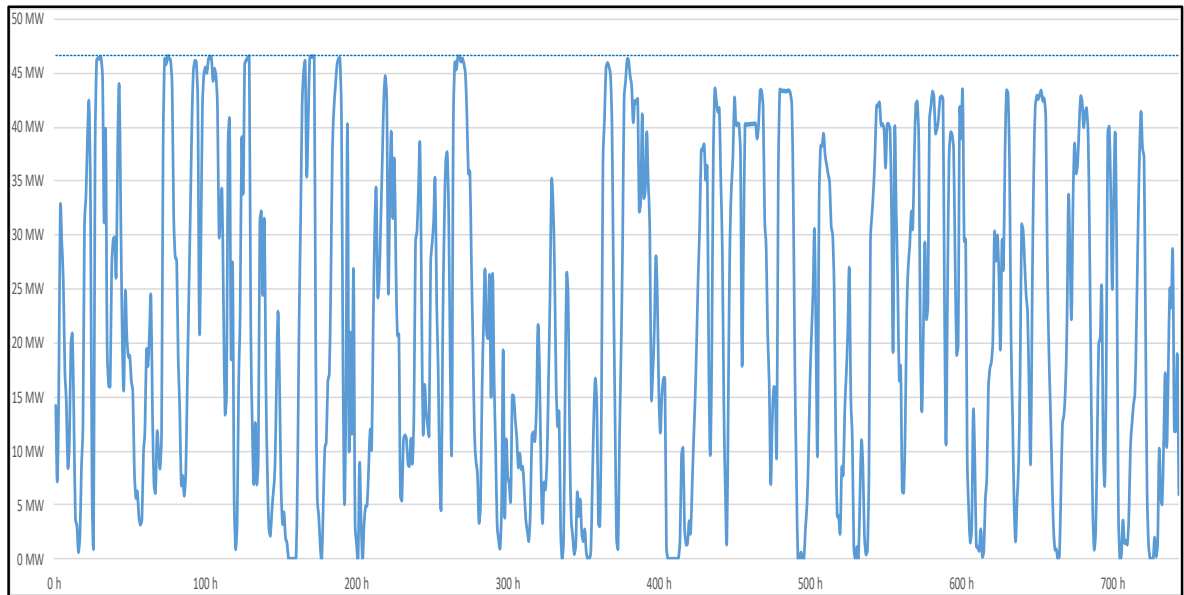


Gráfico 3.1.1-A- Despacho horario del PE Achiras (enero 2021)

El parque se conecta a través de un transformador de 60 MVA a barras de 132 kV de la ET “Achiras” y se vincula mediante dos líneas con las barras en esa tensión de las ET “Marazana” y “Villa Mercedes”. A los fines del análisis no se toma en cuenta la existencia los otros parques conectados al nodo y se asume que la potencia máxima $P_{\max}$ que puede inyectar en esa ubicación es igual a la máxima energía horaria registrada por el generador. Éste fue instalado abriendo la línea preexistente “Marazana- Villa Mercedes”, por lo que puede considerarse que la potencia límite de la línea es la misma entre ambos nodos. Independientemente de la capacidad de la línea los flujos típicos condicionan la potencia a instalar como se ve en la Figura 3.1.1-B.

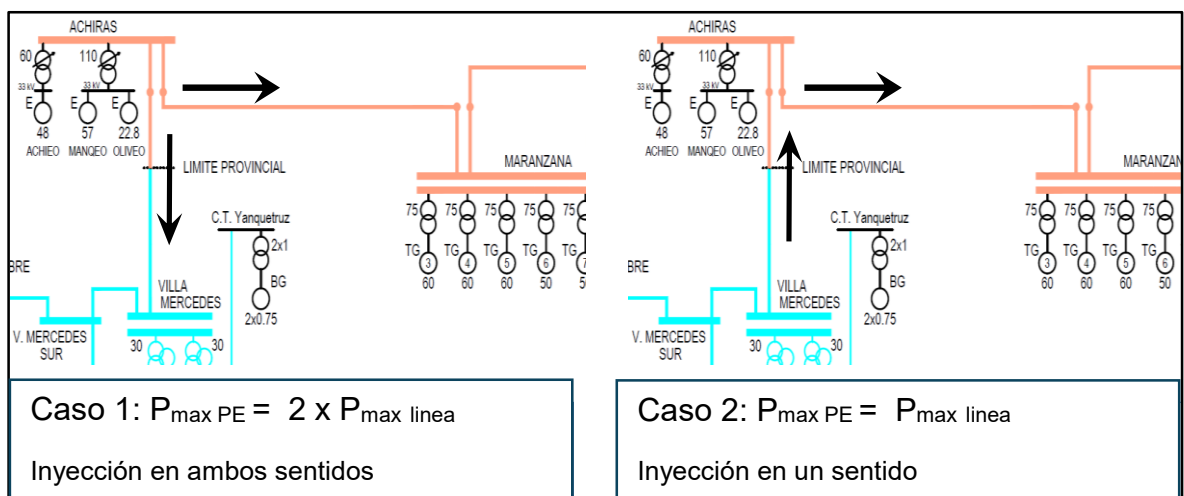


Figura 3.1.1-B- Flujos posibles para un parque eólico vinculado a una línea con carga en sus dos extremos.

3.1.2- Cálculo de la energía vertida y entregada

Sobre la serie de energías horarias generadas se calculan para distintos factores incrementales de la potencia instalada los siguientes valores mensuales:

- Energía Entregada **E_G**: suma de las cantidades horarias que no exceden la potencia máxima que puede transportar la línea.
- Energía Vertida **E_V**: suma de las cantidades horarias que exceden la potencia máxima que puede transportar la línea.
- Energía Adicional **E_{Ad}**: diferencia entre la energía generada con un factor de potencia instalada **FP_i** y un factor de potencia instalada igual a 1 con el que no hay vertimiento pero que un aumento de éste genera energía vertida.
- Factor de Carga del Parque Eólico **FC_{PE}**: relación entre la Energía Generada y la suma de despachos de energía horarios máxima que se podría generar sin vertido en todo el período.
- Factor de Carga de la Línea **FC_L**: relación entre la energía transportada y la energía máxima que se podría transportar en el período.
- Ahorro de Combustible **A_{comb}**: costo de combustible multiplicado por la cantidad de energía renovable adicional **E_{ad}** generada por aumento de potencia instalada.
- Costo de Energía Vertida **C_V**: costo de energía renovable por la cantidad de energía renovable vertida (**E_V**).
- Costo de Energía Renovable Disponible **C_R**: costo de energía renovable por la cantidad de energía renovable generada y vertida (**E_G+E_V**).

Siendo:

- **FP_i**: factor de incremento de la potencia instalada (mayor o igual a 1).
- **P_{max}**: potencia máxima que puede transmitir la línea, que se hace coincidir, en este análisis, con la potencia instalada de generación para **FP=1**.

Las energías generada, vertida y adicional se calculan para cada **FP_i** como:

$$E_v = \sum_{h=1}^{744} u \times (FP_i \times E_h - P_{max});$$

$$E_G = \sum_{h=1}^{744} (FP_i \times E_h) \times (1 - u) + P_{max} \times u;$$

$$E_{ad} = E_G - E_v$$

$$u = 1 \text{ si } FP_i \times E_h > P_{max}; \quad u = 0 \text{ si } FP_i \times E_h \leq P_{max}$$

E_h es cada uno de los valores de la serie horaria de despacho de energía mensual considerada, obtenida de un parte post operativo mensual de CAMMESA.

Los factores de carga mensuales del parque y de la línea resultan:

$$FC_{PE} = E_G \div (P_{max} \times 744 \text{ h}); \quad FC_L = E_G \div (P_{max} \times 744 \text{ h})$$

Y los resultados económicos son:

$$A_{comb} = E_{ad} \times C_E; \quad C_v = E_v \times C_R; \quad C_{RD} = (E_{ad} + E_v) \times C_R;$$

siendo C_E el costo de la energía desplazada por la generación renovable (o costo de la generación térmica), C_R el costo de la energía renovable y C_{RD} el costo de la energía renovable disponible.

3.1.3- Vinculación entre un generador y una barra de potencia infinita

Calculando distintas potencias instaladas en el PE Achiras se obtienen, para la curva de despachos horarios considerada, los resultados de la Figura 3.1.3-A.

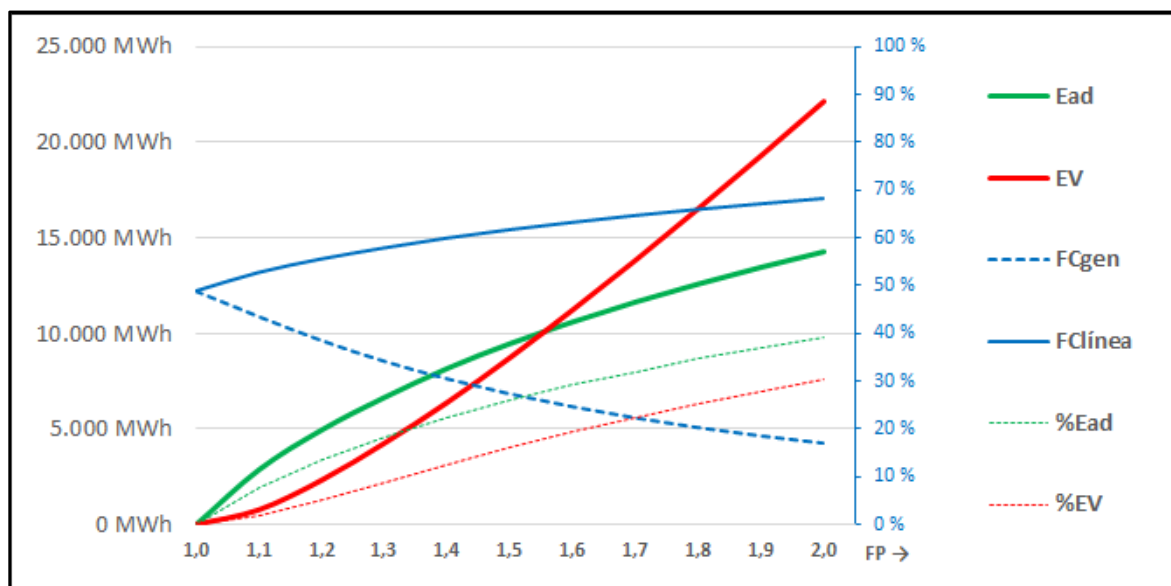


Gráfico 3.1.3-A- Aportes absolutos para distintos niveles de potencia instalada en PE Achiras.

En esta representación simple se puede notar que un parque eólico limitado en capacidad de despacho por un vínculo radial puede aportar mayor energía en un período de tiempo si se aumenta su capacidad por encima de la capacidad de ese vínculo hasta un punto en el que la energía vertida iguala al aporte extra. Luego, si se sigue aumentando aún más la potencia instalada, se vierte más energía que la que se inyecta en la red, por lo que el incremento de potencia pierde sentido. Ese punto resultó igual al 155.7% (obtenido mediante la aplicación *Solver* de *Excel*), superior a la capacidad de la línea para este escenario de despacho.

La aparición de vertimiento muestra una disminución del factor de carga del generador y a un aumento del de la línea debido al mayor aporte en el lapso analizado.

En el gráfico 3.1.3-B se puede apreciar la ganancia neta de energía, obtenida como la diferencia entre la energía adicional y la vertida. La ganancia neta máxima calculada aumentando la capacidad se ubicó en un punto de inflexión para un FP= 1,2, alcanzando así un aumento del 14% de la energía generada. Los aumentos por encima de ese FP disminuyen esa ganancia y se revierte a pérdida, como ya se señaló, para $FP > 1.557$.

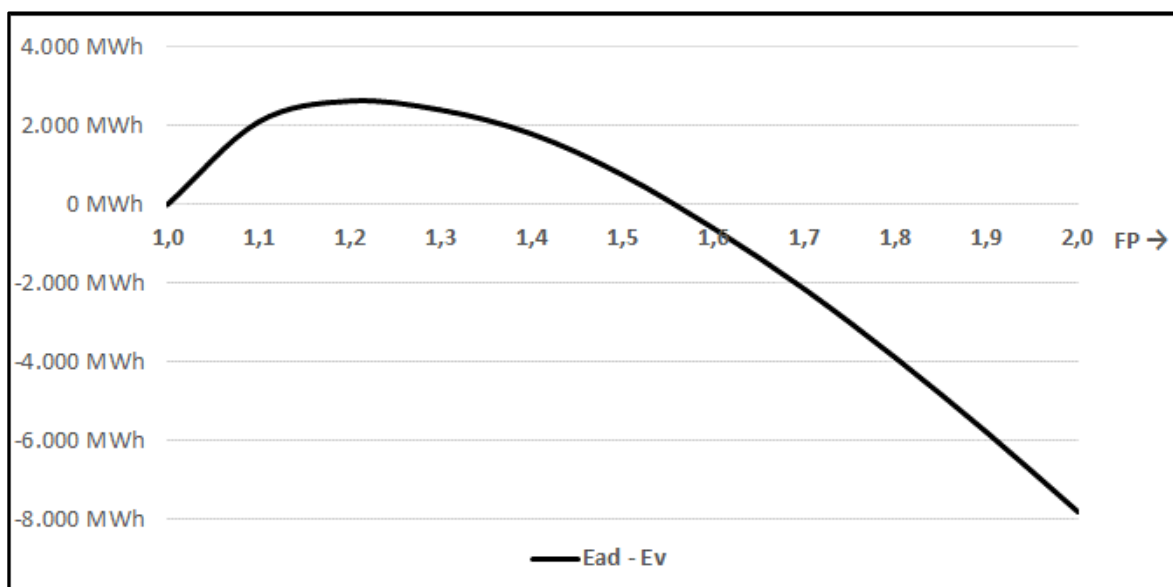


Gráfico 3.1.3-B- Energía neta ganada para distintos niveles de potencia instalada en PE Achiras.

Por tanto, existe un punto a partir del cual, el aumento de aporte de energía se verá contrarrestado por el vertido que no es posible tomar por la red. No obstante, ese punto fue obtenido a partir de una serie de valores de energía despachados, por lo que, si esos valores de despacho fuesen distintos, será distinto también ese punto.

Los Gráficos 3.1.3-C y 3.1.3-D muestran el mismo ejercicio para datos de otros dos parques eólicos: el parque de mayor factor de carga del SADI (MANAEO) y el de menor factor de carga (ARAUEO).

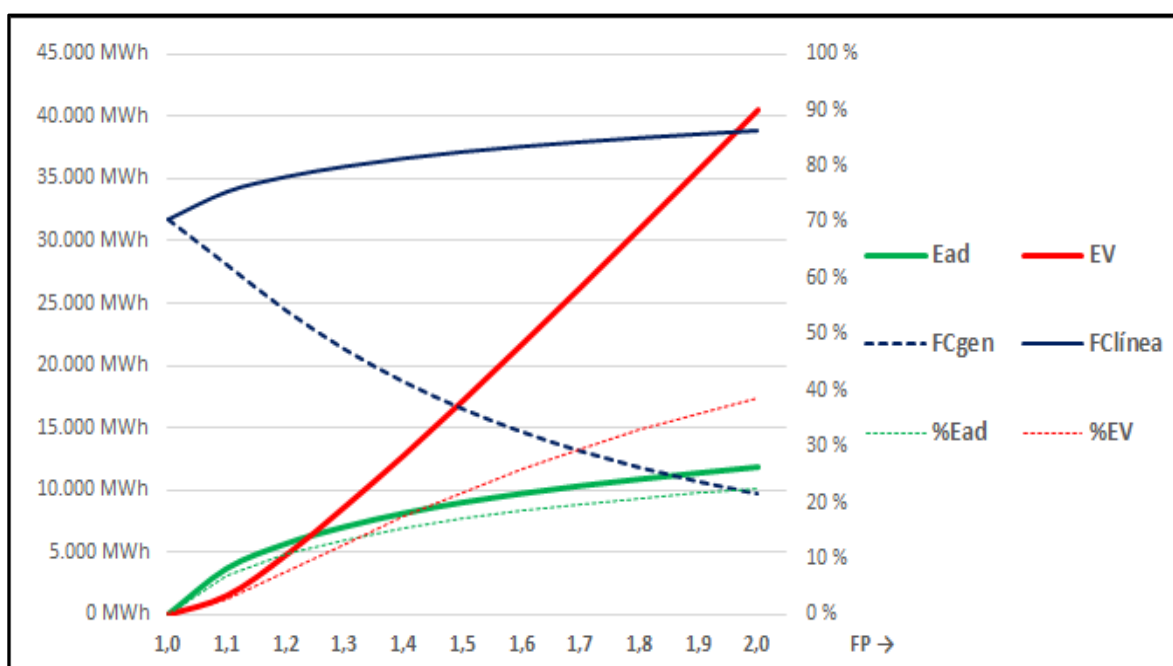


Gráfico 3.1.3-C - Aportes para distintos niveles de potencia instalada en PE Manantiales Berh.

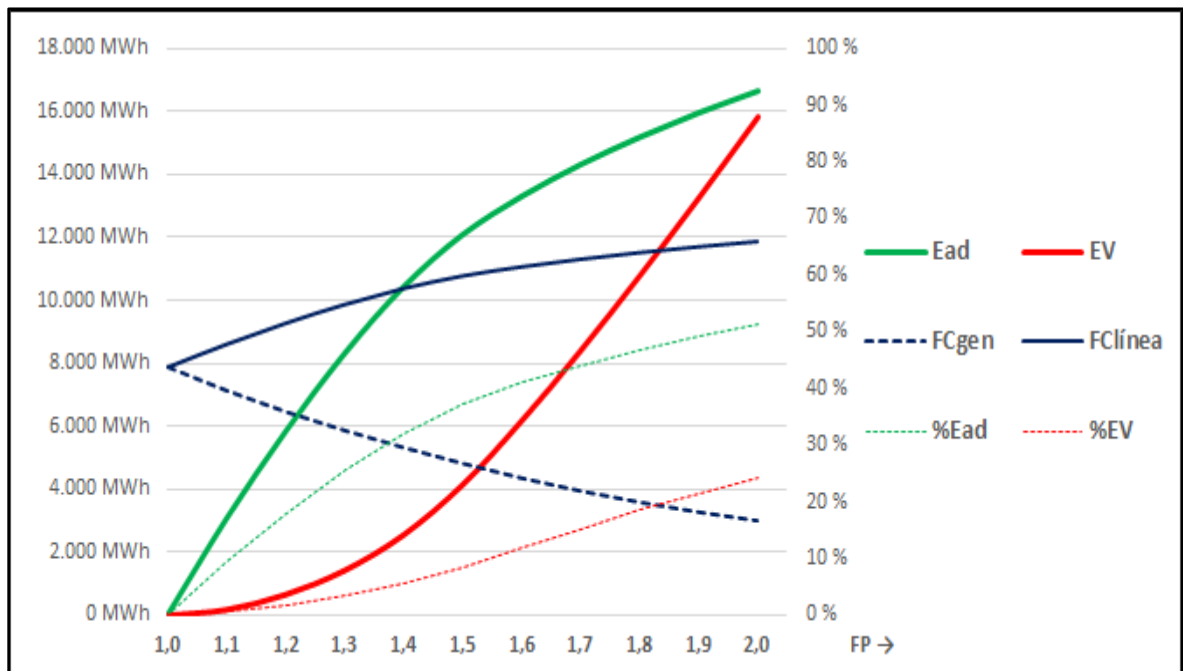


Gráfico 3.1.3-D - Aportes para distintos niveles de potencia instalada en PE Arauco

El contraste entre los distintos parques eólicos sorprende por las diferencias que se pueden obtener, dejando claro que para parques con alto factor de carga con esta topología de conexión no tiene sentido el *curtailment*. Para el caso del PE Manantiales Berh se registró un factor de carga de 70% en el mes, mientras que el del PE Arauco fue de 44%. Los puntos de inversión (energía vertida igual a energía adicional) fueron 123.9 % y 204.1% respectivamente y la máxima ganancia de energía en 109.6% y 144.5%.

Volviendo al ejemplo inicial, resta analizar si la adición de potencia instalada ofrece una ventaja económica para el sistema, y ello dependerá de los precios relativos de las fuentes de energía. Resulta claro que un menor factor de disponibilidad del generador implica menor retorno y mayor costo de inversión que se traducirá como un precio más alto para la demanda por la energía generada por este o como un pago del *curtailment* aplicando una cláusula TOP.

Si se comparan sobre la base del despacho visto para el caso del generador ACHIEO, distintos incrementos de la potencia del parque, los costos relativos de la energía desplazada (asumida esta como proveniente de combustible fósil y de valor unitario -\$1-) frente al costo de la energía renovable vertida asumida como un valor TOP, se observa una concavidad de la curva de ahorro de costo de combustible y una convexidad de la curva de costo de vertido, pero aún sin tener en cuenta el costo de la energía renovable. Se define:

$$r = C_E / C_{RD} ;$$

r: relación entre el precio de la energía y el costo de pagar una cláusula TOP por *curtailment*.

El Gráfico 3.1.3-E muestra las distintas de curvas de costos de vertimiento frente al costo de la energía desplazada en función de FP y r.

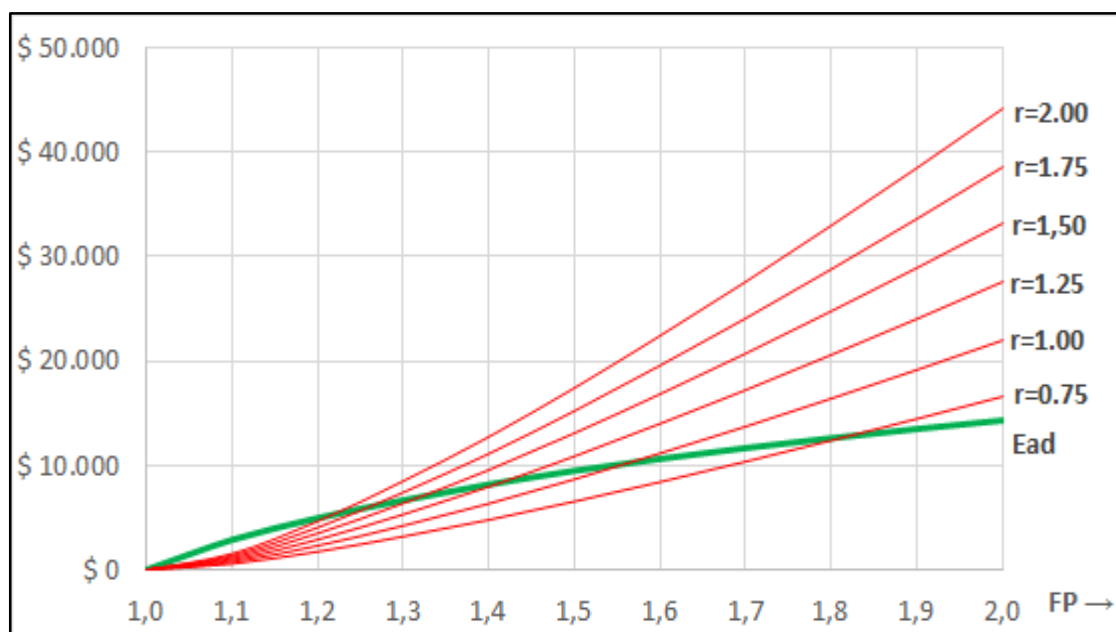


Gráfico 3.1.3-E- Costos de vertido parametrizado en función de “r” y Ahorro de combustible para distintos niveles de potencia instalada.

El gráfico 3.1.3-F muestra, en tanto, la diferencia (ahorro) entre el costo de la energía renovable adicional y el costo de energía para distintos valores de “r” y en función del aumento de potencia instalada por sobre la admitida por el vínculo.

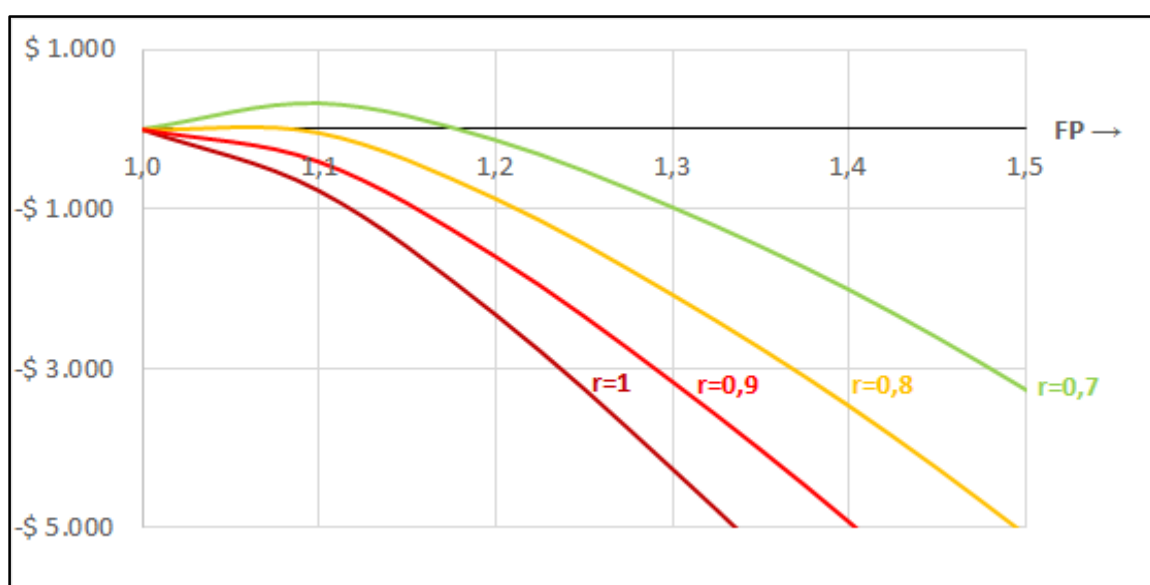


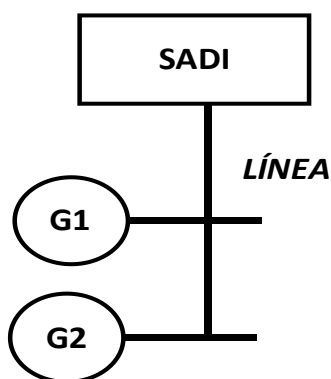
Gráfico 3.1.3-F- Ahorro para distintos niveles de potencia instalada y distintas relaciones de precios relativos

Como se había señalado al comparar el costo de vertido con el costo de la generación térmica desplazada por sobredimensionamiento del parque, si el costo de esta última es mayor, como es lógico, mayor será el costo para el mercado. Si el costo es menor existirá, en función de la relación de los costos operativos y del factor de carga esperado del parque, un valor hasta el cual el *curtailment* resulta en un ahorro para el sistema.

No obstante, deber tenerse cuidado de no estar reemplazando energía de menor costo, especialmente e fuentes renovables.

3.1.4- Vinculación entre dos generadores y una barra de potencia infinita.

En este punto se supondrá una línea que se vincula a un sistema eléctrico con dos parques eólicos instalados y que el limitante de inyección de esta generación al sistema es la línea, a la cual se le desprecian sus pérdidas. El modelo se representa nuevamente con una línea de capacidad finita a un sistema (barra) de potencia infinita. Los generadores, se asumirá, se encuentran instalados distantes, de modo que poseen distintos registros de vientos.



MODELOS UNINODAL CON DOS GENERADORES

Se analiza así, el despacho de dos parques eólicos ubicados en el corredor Patagonia- Buenos Aires, para los que se tomará el despacho de energía por paso horario del mes de enero del año 2021. Los parques a considerar son: PMA1EO y VLONEO.

La siguiente ilustración correspondiente al Gráfico 3.1.4-A muestra la curva de despacho de estos dos generadores individualmente (Puerto Madryn Etapa 1 y Villalonga) referida a una potencia base de 100 MW, su suma y el valor límite de la línea, supuesto como la máxima energía horaria despachada por la suma de los dos parques.

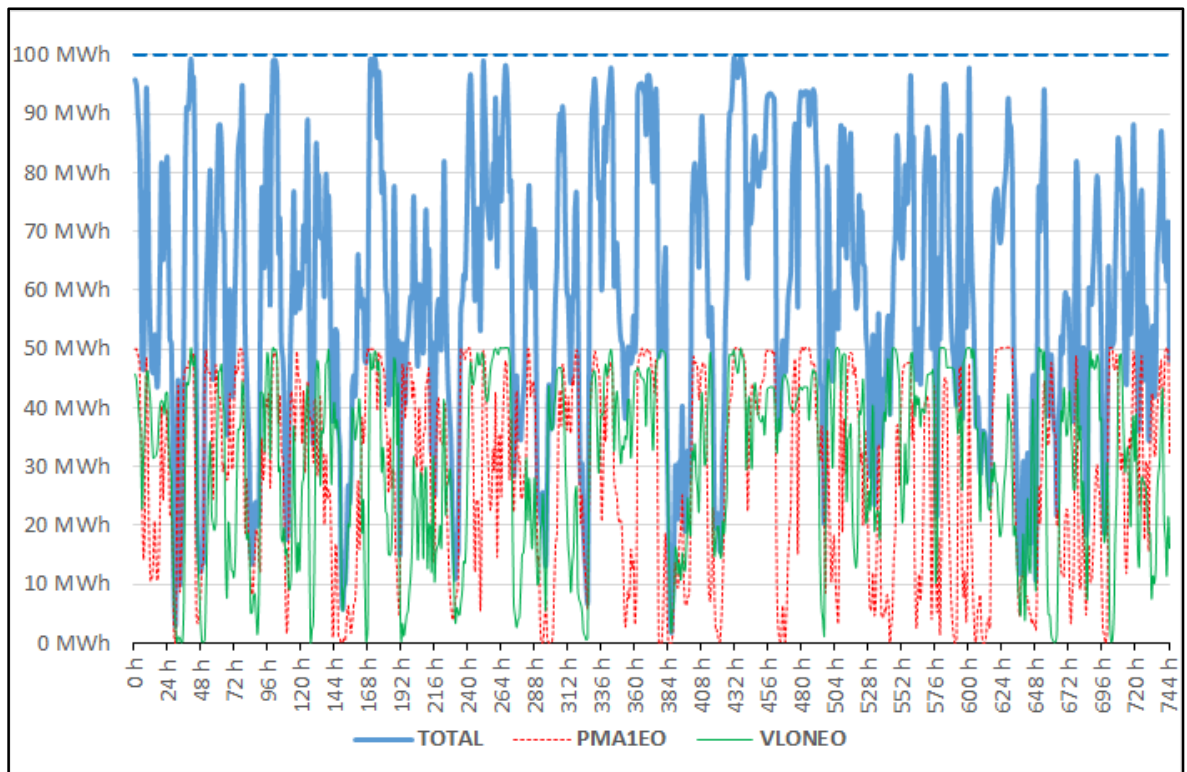


Gráfico 3.1.4-A- Despacho de PE PMA1EO, VLONEO y despacho conjunto (Total).

Se aprecia en el Gráfico 3.1.4-B la posibilidad de aumentar la capacidad de generación instalada con los dos parques localizados en lugares distintos, observándose que la ganancia neta de energía al operar con vertimiento se hace considerablemente mayor que en el caso de un solo parque. El punto con vertimiento a partir del cual se invierte la diferencia entre energía adicional y energía vertida resultó en 192,9% para el generador PMA1EO y 198,4% para VLONEO, medidos respecto a la capacidad de transporte del vínculo.

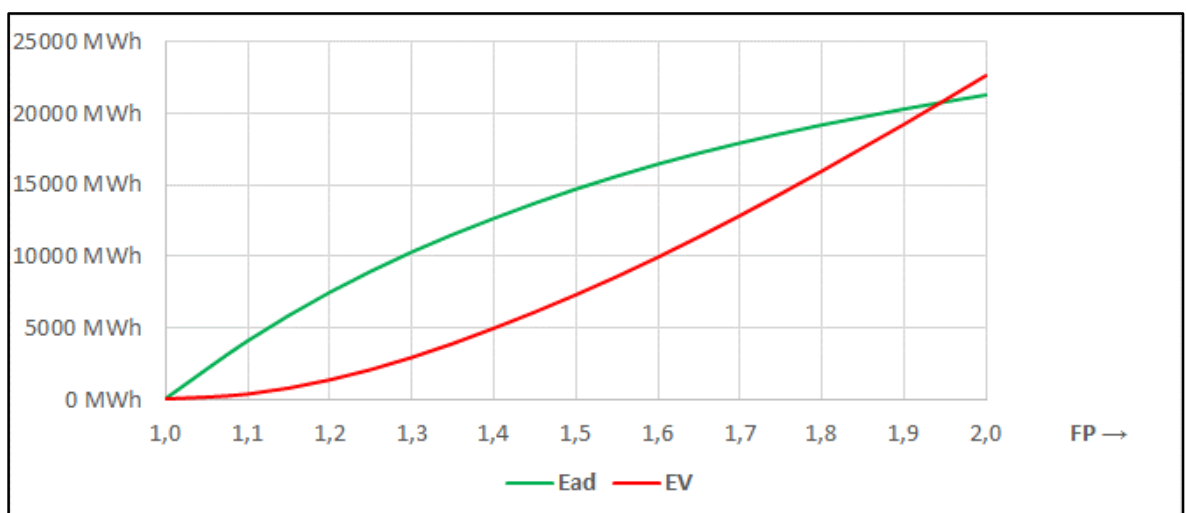


Gráfico 3.1.4-B- Vertimiento y aporte conjuntos de dos parques eólicos.

Para el caso simulado con los despachos de los parques PMA1EO y VOLNEO, se comparan los ahorros obtenidos al desplazar energía frente al costo de la energía renovable con ejecución de cláusula TOP por vertimiento para distintas relaciones “costo por energía desplazada / costo de energía renovable” que se obtendrían para distintos valores de sobredimensionamiento de sus capacidades óptimas de potencia (sin vertido). A diferencia del caso de un solo generador, se aprecia un porcentaje de vertido superior sin que aumenten los costos de energía entregada.

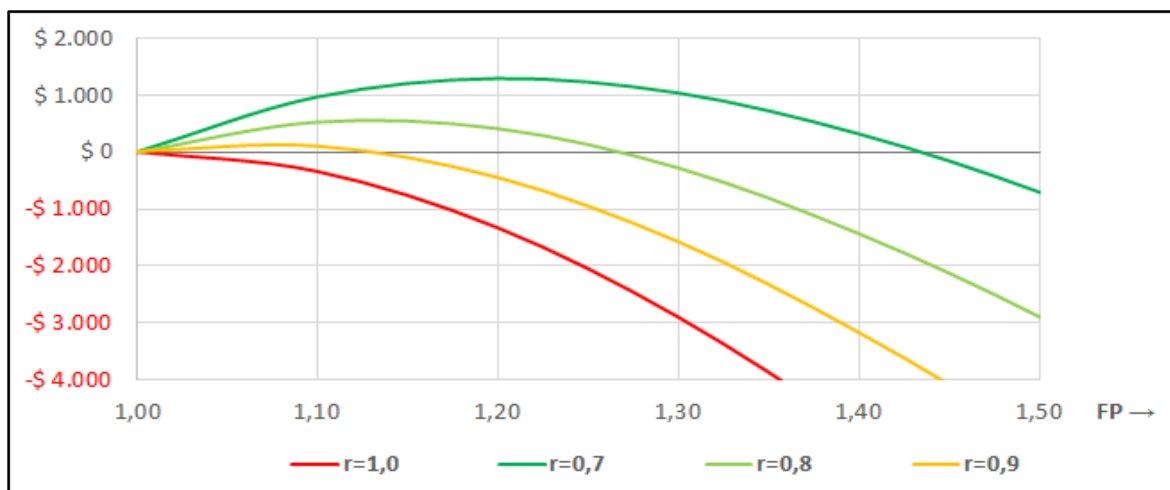


Gráfico 3.1.4-C- Comparación de Ahorro de Costo de Combustible con Costo de Vertido para distintas relaciones de precio energía renovable adicional / energía desplazada.

A modo comparativo se coteja, para el mismo modelo, un parque híbrido solar-eólico (CALOFV y VLONEO) cuyas curvas de despacho horaria se ajustaron respecto al máximo despacho del conjunto con la idea de analizar las curvas naturalmente distintas del recurso. Se eligió un parque solar de la Región Centro, con similares índices de radiación solar que la zona sur de Región Buenos Aires o la noreste de la región Comahue.

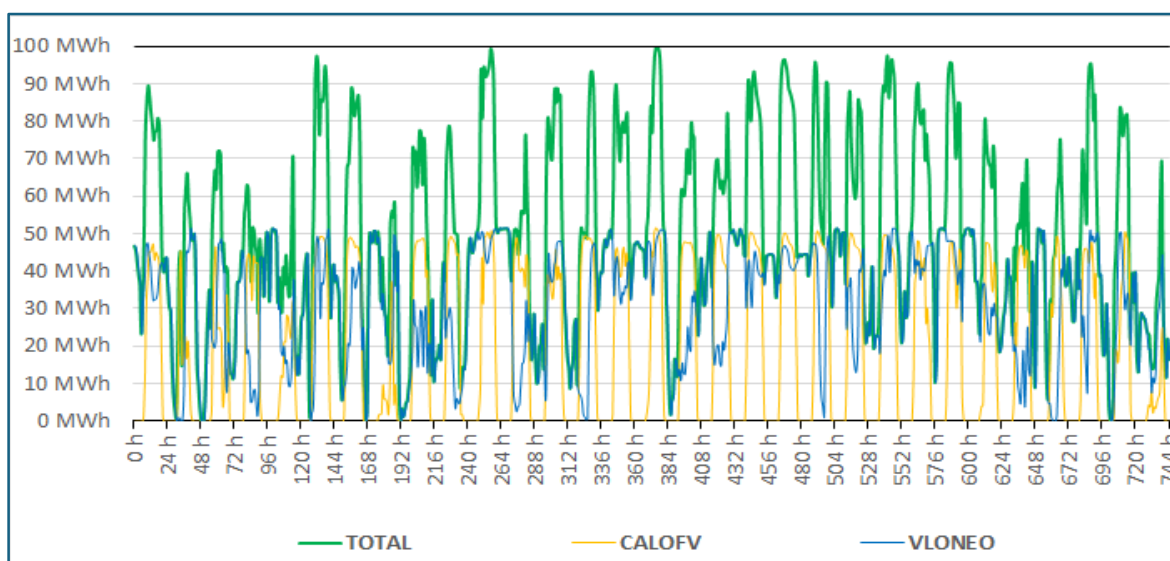


Gráfico 3.1.4-D- Despacho conjunto Eólico-Solar Fotovoltaico.

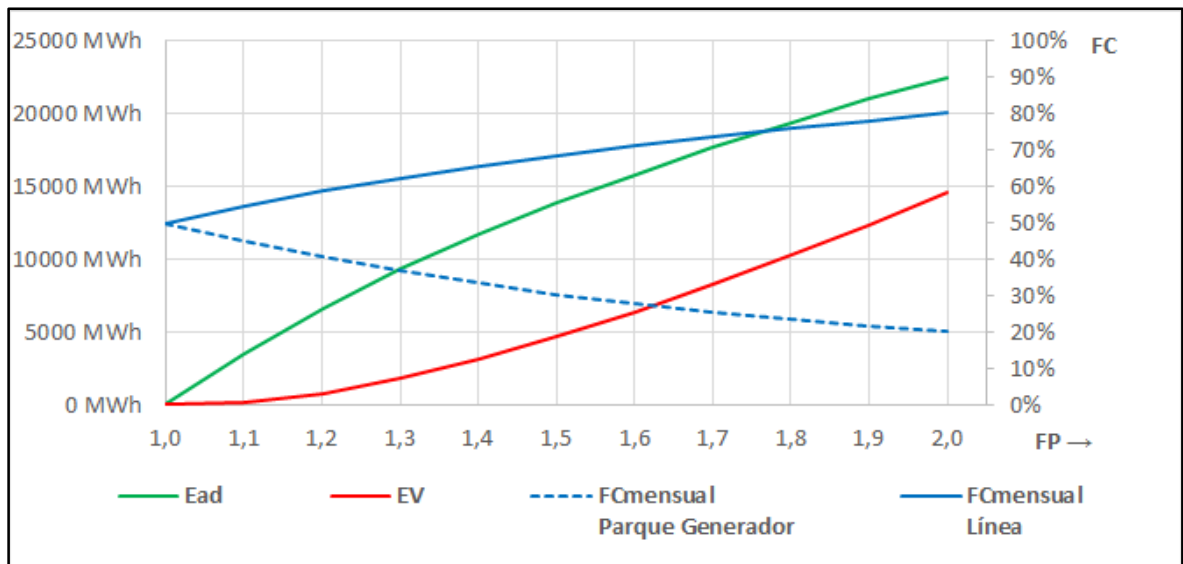


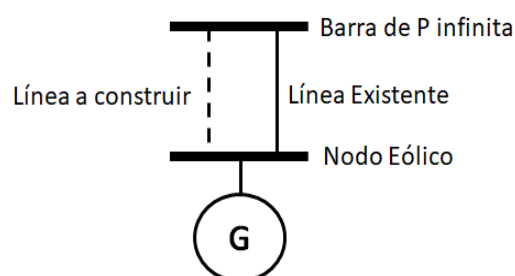
Gráfico 3.1.4-E- Despacho conjunto Eólico-Solar Fotovoltaico: curvas de vertido, costos y factores de carga de línea y conjunto en función del dimensionamiento sobre la capacidad de la línea.

Más allá de la curva más predecible del generador solar fotovoltaico se observa que esta combinación híbrida ofrece mayor firmeza de generación pero no resuelve el problema de su imprevisibilidad, requiriendo el respaldo de potencia firme como se observa en el gráfico 3.1.4-E que muestra tres horas con generación nula del conjunto híbrido. Si bien se ven mejorados los valores de sobredimensionamiento admisible de capacidad instalada (269,5% para el solar y 200,7% para el eólico) respecto a la capacidad de transporte de la línea respecto al caso de generación puramente eólica, ello es debido a que la energía solar no es producida en las horas nocturnas (por lo que se produce menos vertimiento) y que las curvas de despacho de cada parque estaban ajustadas para que en su conjunto entreguen una potencia máxima simultánea igual a la capacidad de transporte de la línea.

3.1.5- Comparación frente al aumento de capacidad de transporte del vínculo

Se modela un sistema de dos barras, siendo una barra de generación eólica y la otra, una barra de potencia infinita, ambas vinculadas de la siguiente manera:

- 1- con una sola línea ajustada para tomar el 100% de la generación eólica.
- 2- con dos líneas de igual capacidad de transporte que la anterior.



Se considera un solo generador cuya potencia se modula para el 100% de la capacidad de la línea, utilizando el registro de paso horario del parque eólico CHNOEO correspondiente al mes de enero 2021.

Se asume una línea con capacidad de transporte de 1.000 MW y una segunda con misma capacidad y se supone un costo anualizado de construcción, operación y mantenimiento (VAN evaluado en un horizonte a 15 años) de 322 MM\$ para la segunda línea (costo referencial según Resolución SE 507/2023). Se considera así, un canon mensual de 1,788 MM\$ como costo del Contrato COM (construcción, operación y mantenimiento) de la segunda línea. Dado que se deben comparar costos de magnitudes distintas, se ejemplifica valorizando el costo de la energía en 40 \$/MWh.

La modelación de potencia ajustada por el despacho del parque CHNOEO para igualar el máximo de su generación con la capacidad de la línea da la curva de paso horario del Gráfico 3.1.5-A muestra la intermitencia del parque que despacha varias veces al 100% de su capacidad y varias veces al 0%. Esto se da en forma más marcada por haber modelado toda la potencia que transmite la línea con el despacho de un solo parque.

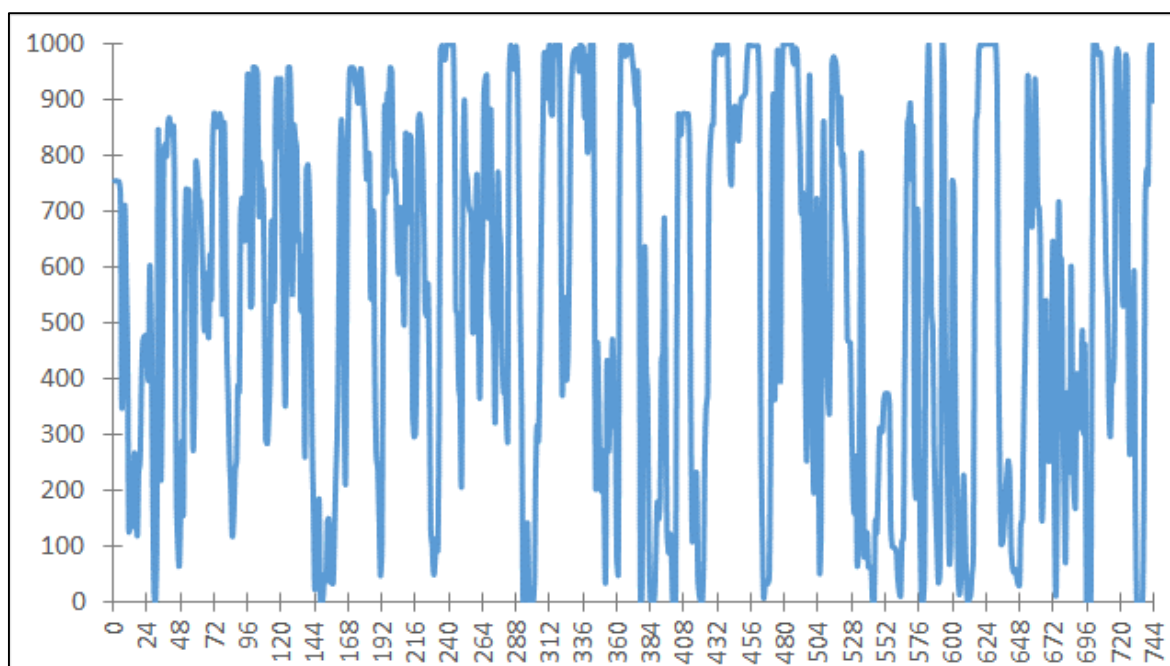
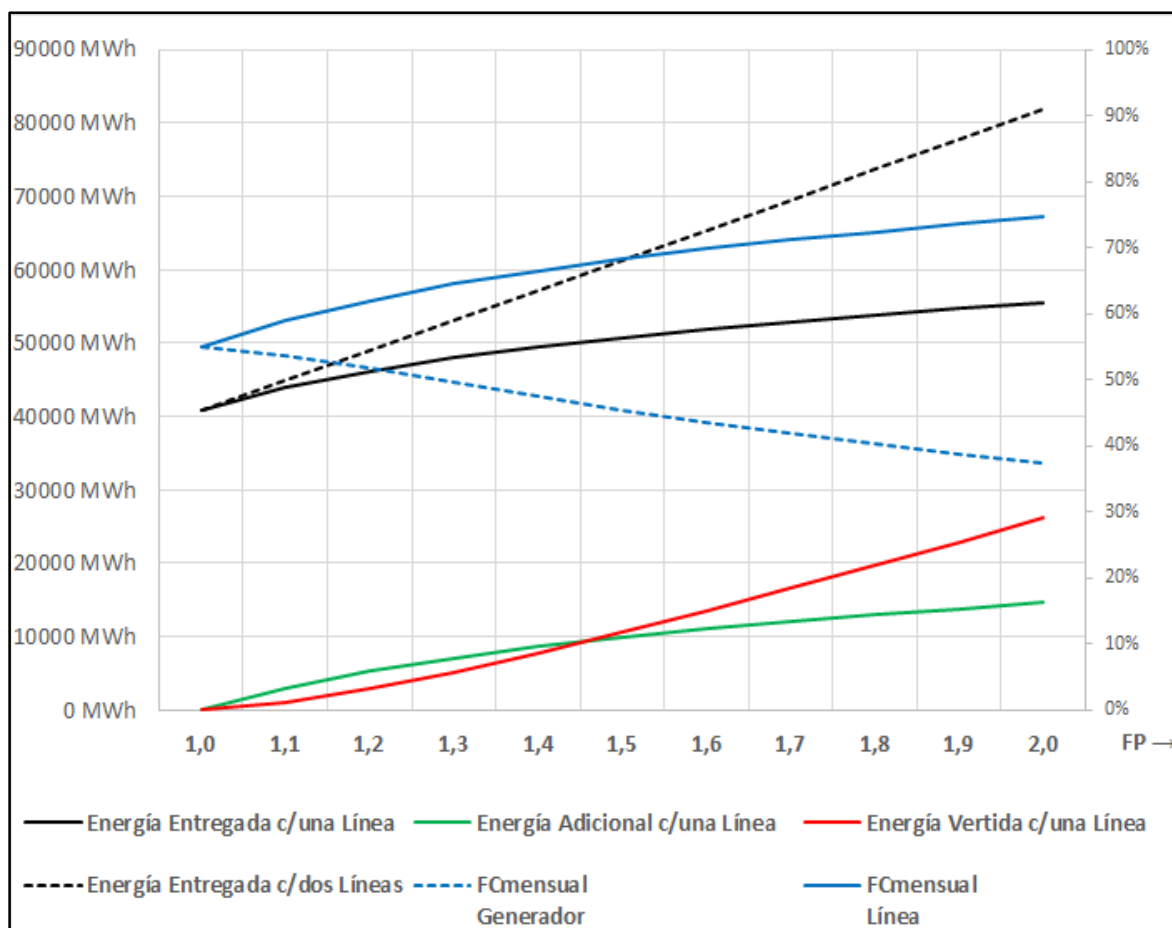


Gráfico 3.1.5-A- Despacho PE CHNOEO (enero 2021)

La simulación realizada muestra en el Gráfico 3.1.6-B que la energía entregada con un sistema con dos líneas es la suma de la entregada con una línea más la vertida. Aproximadamente con un sobredimensionamiento mayor al 50% de la generación se llega al punto de superación de la energía vertida por sobre la incrementada.



Cuadro 3.1.5-B- Comparación de energías entregadas y vertidas con una y dos líneas iguales.

Mientras el aumento de generación eólica es lineal con el aumento de su capacidad instalada cuando se construye una segunda línea, para el caso de operar con una sola línea saturada el incremento es mucho menor y tiende a amesetarse.

Un análisis económico bajo los supuestos señalados marca una diferencia importante para el sistema entre ambos casos: solo tendrá sentido admitir un vertimiento cuando el costo de la energía renovable no supere al costo variable de la energía desplazada. La diferencia principal entre el sistema con una línea y con dos radica en la magnitud de energía que se puede ofertar al mercado, no resultando el canon mensual de la línea un peso relevante en los costos totales. No obstante, viendo el Gráfico 3.1.5-C se aprecia que el beneficio para el sistema por la diferencia de costos de energía y la construcción de la segunda línea, independientemente de la relación de costos entre la energía renovable y la desplazada tendrá siempre el mismo límite en el que la instalación de mayor capacidad de generación resulta más conveniente antes que la construcción de una nueva línea. Sin vertimiento ese ahorro puede resultar positivo o negativo y variará en forma lineal con la capacidad de generación instalada, mientras que la energía vertida no seguirá ese mismo patrón.

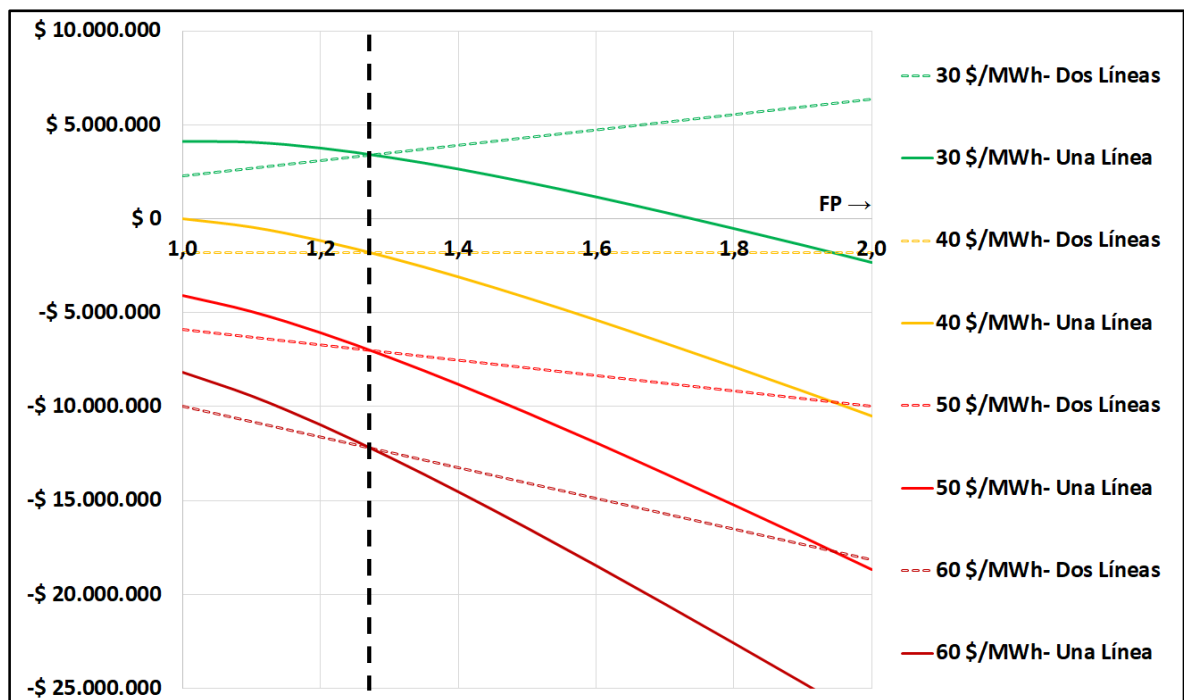


Gráfico 3.1.5-C- Comparación de variación de costo de desplazamiento de energía convencional por energía eólica para distintos valores de C_{RD} con una y dos líneas. $C_E = 40$ \$/MWh.

En este último gráfico se observa claramente que independientemente del descongestionamiento que pueda ofrecer el aumento de capacidad de transmisión, es el costo de producción de energía lo que define la economía del sistema. De no existir restricción del vínculo el precio es el único factor decisor, y en caso de que sea mayor al de la energía desplazada, la introducción de mayor cantidad de energía renovable será siempre más onerosa en cualquier condición de capacidad de la red. De existir restricción se debe agregar al precio el nivel de vertimiento admisible como elemento de decisión, siendo este nivel aceptable el correspondiente a una capacidad de instalación dependiente de los patrones de variación de la oferta de energía renovable (entre el 20 y el 30% por sobre la capacidad del vínculo para este ejercicio).

Se puede observar en el Gráfico 3.1.5-D que, si el precio de la energía eólica es igual al de la energía desplazada, el ahorro para el sistema de dos líneas es negativo e igual al canon mensual por la construcción de la línea para cualquier tasa de incremento de oferta eólica, mientras que para el sistema con una sola línea el ahorro, si bien también es negativo, es menor hasta determinado nivel de *curtailment* a partir del cual es preferible tener dos líneas.

En resumen, para precios de energía superiores al costo de la energía renovable, siempre resulta en ahorro positivo el tener las dos líneas, mientras que cuando su precio es menor, el ahorro del sistema es siempre negativo, pero hasta un cierto valor resulta siempre más conveniente adicionar potencia con una sola línea sin capacidad remanente que instalar esa potencia con una segunda línea.

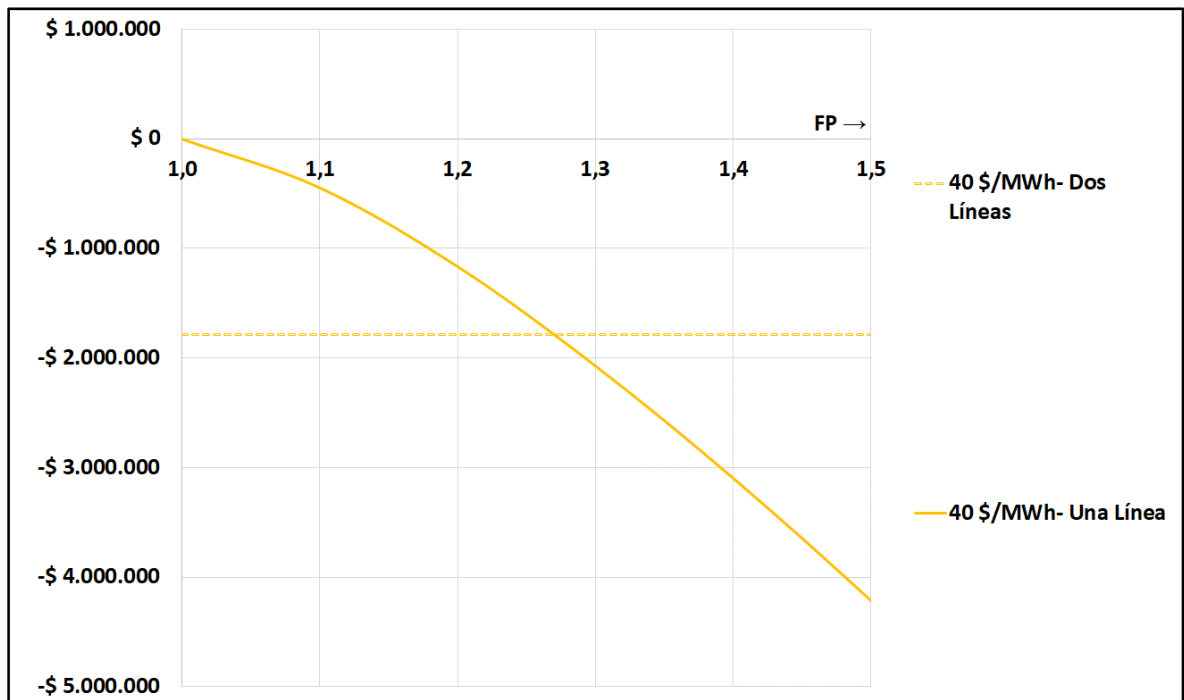


Gráfico 3.1.5-D- Costo de desplazamiento de energía convencional por energía eólica para $C_E=C_{RD}=40$ \$/MWh con una y dos líneas.

3.2- Generador Renovable Conectado a un Sistema de Potencia

Se analizarán los casos de una vinculación radial y de una vinculación mallada con un sistema de potencia donde la energía que inyecta un generador eólico se ve no sólo restringida por su vínculo, sino por las condiciones de operación dadas por la demanda, la generación restante y los vínculos de la red de transporte.

El análisis se realiza aplicando el método DCOPF a una serie de despachos horarios.

3.2.1- Modelo usado para el análisis de la red mallada

Para analizar el comportamiento de generación con *curtailment* en una red ficticia mallada, de potencia finita, se utilizará un modelo con 13 nodos que intentan representar regiones de SADI y que se muestra en la Figura 3.2.1-A.

Las impedancias de línea y sus límites de flujos de potencia fueron tomados de la página de CAMMESA, de acuerdo a los datos de las líneas que vinculan esas regiones. Los valores se expresan en la Tabla 3.2.1-B.

Para simular la demanda se toma la curva horaria por Provincia de la Síntesis Mensual correspondiente al mes de enero 2021 y se prorratea a los nodos del modelo según flujos de potencia contemplados para el caso Resto Verano. Se muestra en el Gráfico 3.2.1-C.

Se simula un generador por nodo. Para la oferta renovable a analizar se supone un generador con la curva de producción horaria del mes. La generación de los nodos NEA y SGA se toman de los valores registrados para las centrales Yacretá y Salto Grande respectivamente mientras que para el nodo NON se supone como oferta la generación no térmica de la región eléctrica NOA. Para los restantes nodos se supone generación térmica con costos variables de operación y despachos de potencia mínima representativas para considerar centrales nucleares y térmica de base.

La capacidad de los generadores térmicos se ajusta para cubrir la demanda. Se modela un generador por nodo y potencias mínimas nulas.

Los datos de oferta horaria de potencia se presentan en el Gráfico 3.2.1-D. Sobre la base de dichos datos se presentan distintos casos calculando series horarias de DCOPF a fines de determinar la producción de energía de cada generador, los flujos de potencia resultantes y la incidencia de precios.

No se agregan máquinas falla para contemplar Energía No Suministrada.

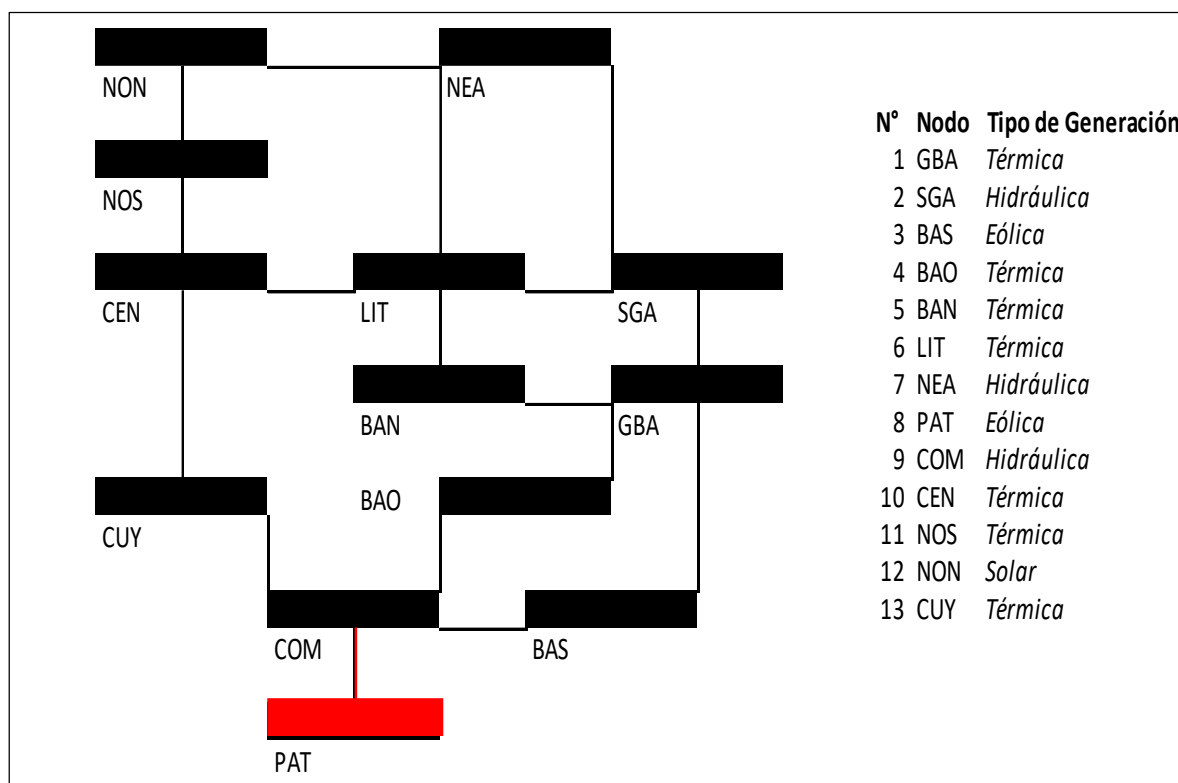


Figura 3.2.1-A- Red modelo

From Bus	To Bus	Id Origen	Id Destino	Plím (MW)	X (Ω)
8	9	PAT	COM	1000	27.43
9	3	COM	BAS	2667	25.15
3	1	BAS	GBA	2893	38.96
7	2	NEA	SGA	3464	86.92
2	1	SGA	GBA	3464	31.33
7	12	NEA	NON	1732	172.91
7	6	NEA	LIT	1083	187.24
6	5	LIT	BAN	2079	7.04
5	1	BAN	GBA	2512	19.89
2	6	SGA	LIT	1732	75.93
12	11	NON	NOS	866	141.50
11	10	NOS	CEN	942	1.83
10	6	CEN	LIT	1472	70.13
9	13	COM	CUY	1039	172.35
13	10	CUY	CEN	866	121.98
9	4	COM	BAO	2421	30.19
4	1	BAO	GBA	2265	43.51

Tabla 3.2.1-B- Parámetros de líneas.

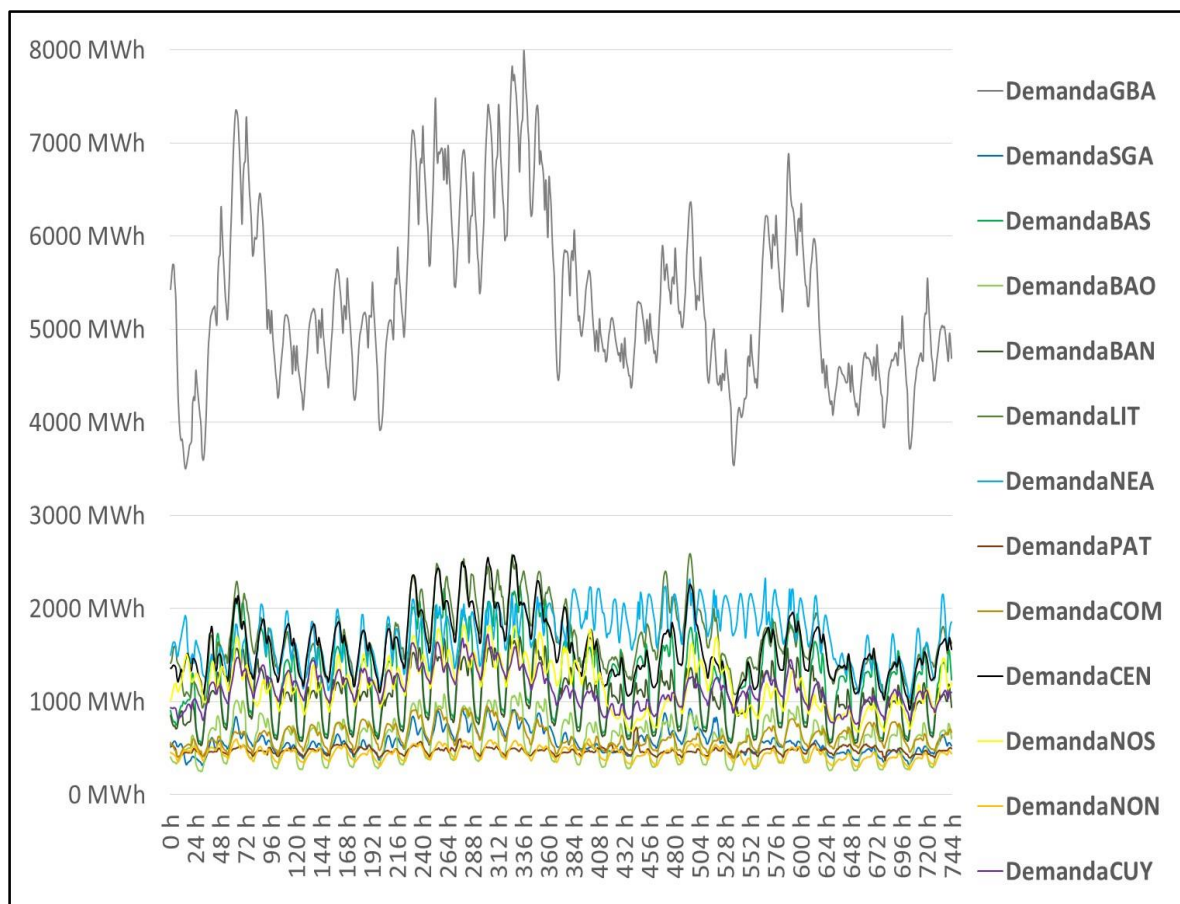


Gráfico 3.2.1-C- Curva de carga horaria [MWh].

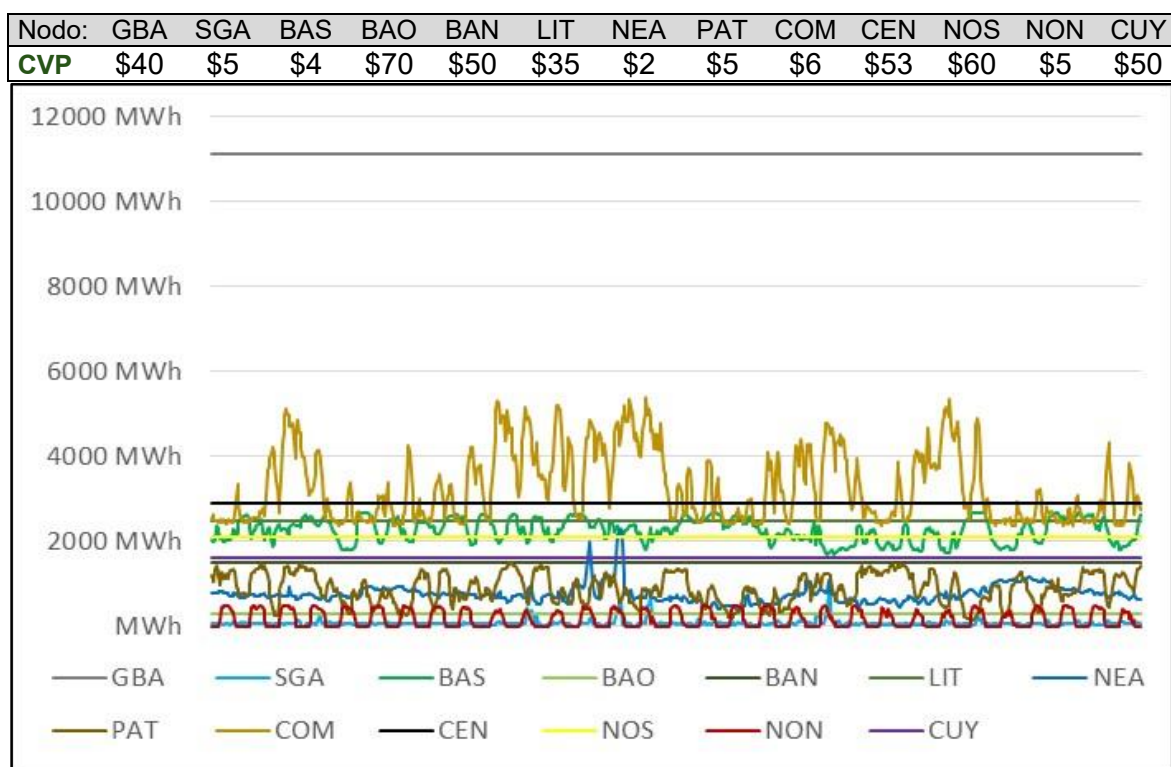


Gráfico 3.2.1-D- Curvas de oferta horaria [MWh].

3.2.2- Generación vinculada a una red radial.

Para analizar una conexión radial se conjetura un nodo con generación puramente eólica que se conecta mediante una línea a un sistema eléctrico con una serie de demandas y ofertas asumidas. El nodo que se analizará será el nodo PAT (N° 8). Para estudiar este nodo se han asumido la oferta eólica de la siguiente manera:

- I. Se obtiene la serie mensual de toda la generación eólica de la región de la Patagonia, despachada en cada hora.
- II. Se simula una corrida con los valores de oferta y demanda asumidos y se vuelve ajusta la curva de oferta eólica por un factor para no exista vertimiento eólico en ningún momento de la serie.
- III. Se ajusta la oferta horaria de la región PAT para que el límite de la línea PAT-COM alcance el 100% de capacidad sin vertimiento de energía, como se aprecia en la captura de *Octave* (Figura 3.2.2-A).
- IV. A continuación, se suma 1 MW a la curva de oferta de energía de la región Patagonia para mostrar la aparición de vertimiento de generación eólica en hora 555 de la serie, quedando así asumida la generación asumida de base (Figura 3.2.2-B).

A partir de este modelo se calculan precios, vertidos de energía y demás estimaciones para distintos escenarios de potencia eólica agregada.

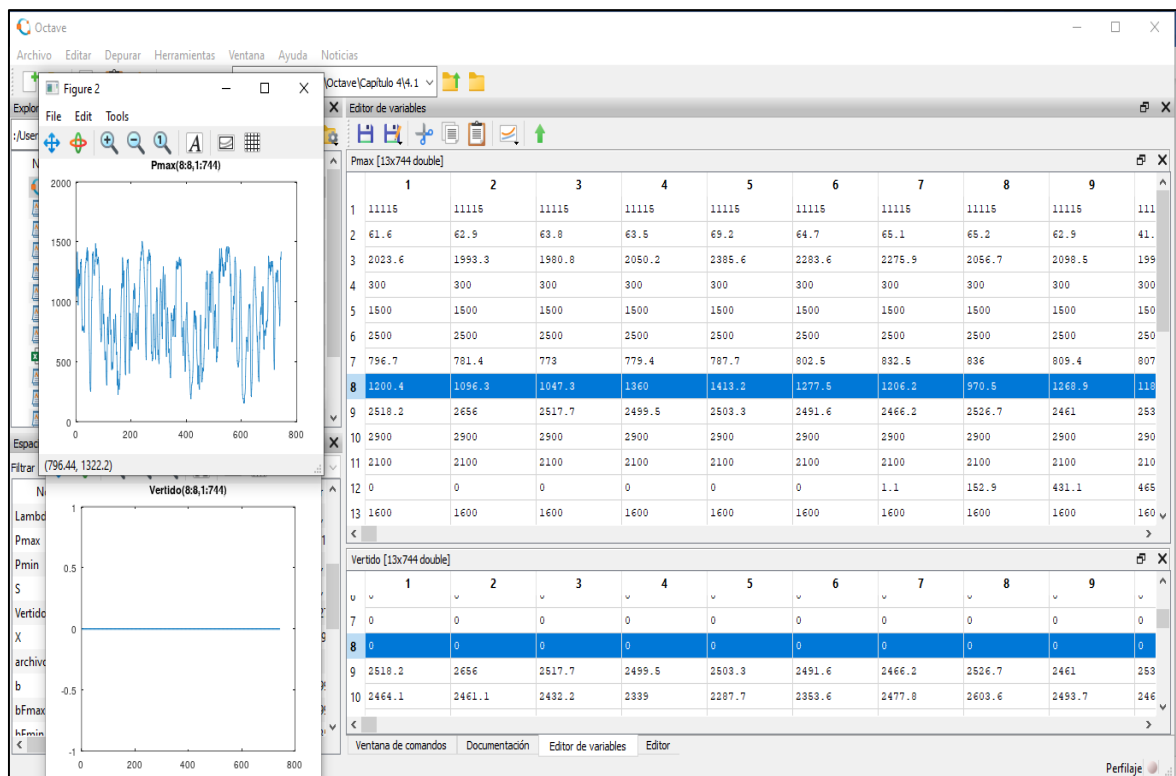


Figura 3.2.2-A- Ajuste de la curva de oferta eólica sin restricción en la línea PAT-COM (Captura de aplicación Octave).

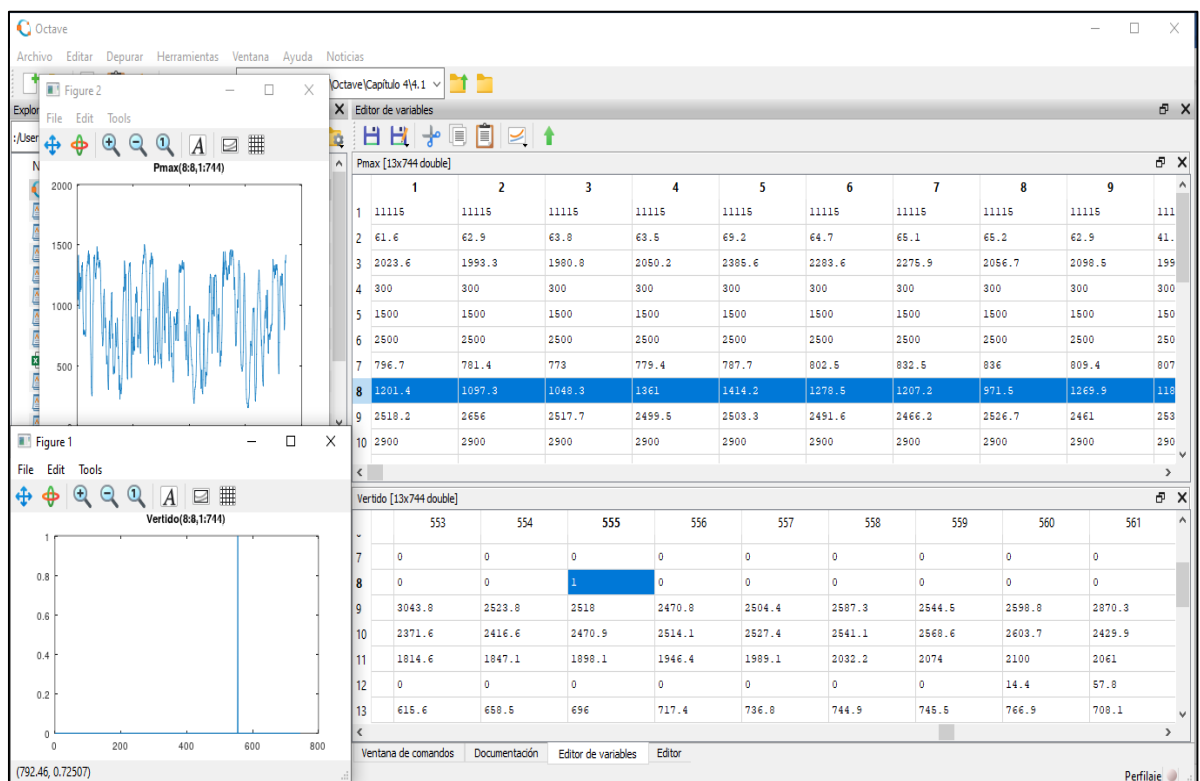


Figura 3.2.2-B- Ajuste de la curva de oferta eólica con saturación de la línea PAT-COM (Captura de aplicación Octave).

3.2.3- Red mallada sin restricciones, salvo en el vínculo radial analizado.

Este caso posee mucha similitud al visto en 3.1, pero a diferencia de éste, la red no es de potencia infinita y ahora existen nodos de oferta que se afectan con la generación a instalar vinculada a través de una red de transporte, pero solo se considera la restricción de transporte de la línea PAT-COM y no la del resto.

Tomando como caso de estudio la red mallada modelada, la inyección de energía adicional mediante la instalación de más generación renovable en una red al límite de la saturación mostrará un comportamiento diferente respecto al que se vio en el subcapítulo anterior (donde la potencia se inyectaba en una red de potencia infinita) debido a la presencia de demanda y de la generación restante del sistema, así como a la distribución de los flujos de potencia.

Si se acepta que tanto la región COM como la región PAT y BAS son nodos con prioridad de despacho (generación hidráulica de pasada el primero y eólica los otros dos), la incorporación de energía eólica adicional competirá con la generación en los otros. La siguiente serie de DCOPF muestra los resultados para distintos porcentajes de incremento de energía eólica en el nodo radial PAT en el modelo.

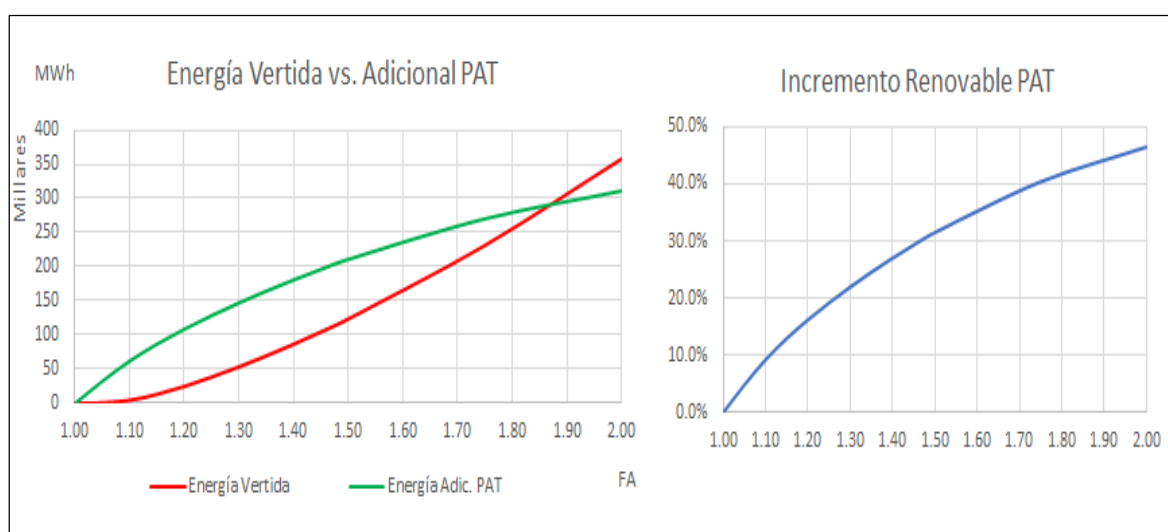


Gráfico 3.2.3-A- Energía generada y energía vertida en PAT

Como puede apreciarse del gráfico, el aumento de potencia eólica instalada en el nodo PAT muestra un comportamiento similar al visto en el caso de conexión a la barra de potencia infinita, aumentando casi linealmente hasta un 15% de saturación para luego mostrar un rendimiento que baja progresivamente.

Al estar conectado en forma radial, el despacho de esa generación (asumiendo otorgamiento de prioridad para el uso de la red de transporte) está limitado por la demanda resultante del nodo PAT y la capacidad de la línea PAT-COM, pero compite con el despacho en los nodos COM y BAS de la red modelo.

➤ Modificación de la matriz de generación.

El siguiente cuadro muestra cómo se ve modificada la participación de fuentes de energía por tipo, según la asignación de tipo de fuente dada.

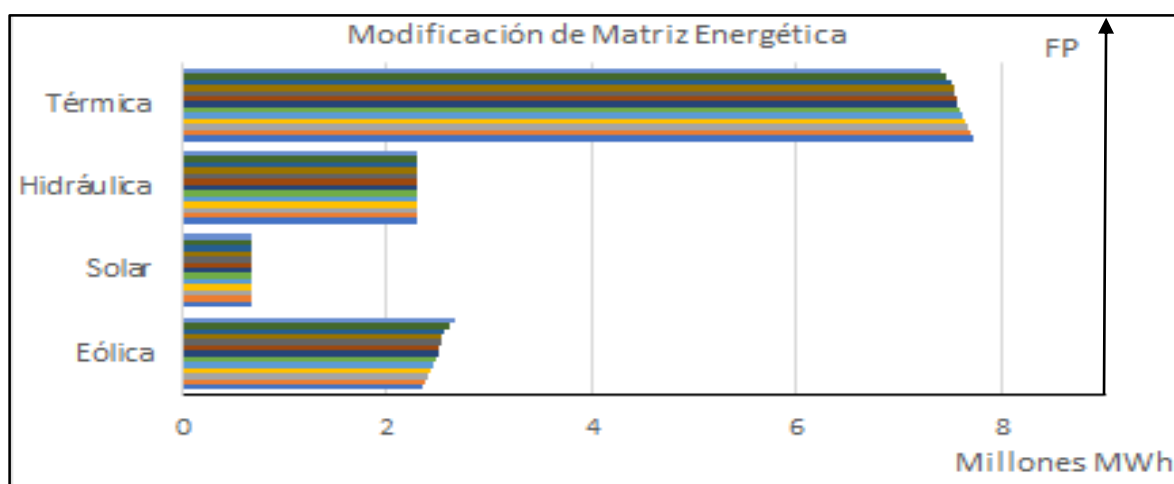


Gráfico 3.2.3-B- Variación de la energía generada por tipo en función de FP en el nodo PAT.

Al ser una vinculación radial y no considerarse las restricciones en resto de la red, la inyección de mayor potencia en el nodo PAT de este modelo solo desplaza la oferta más cara, que resulta de tipo térmica. El desplazamiento de generación en cada uno de los nodos se muestra en el siguiente gráfico.

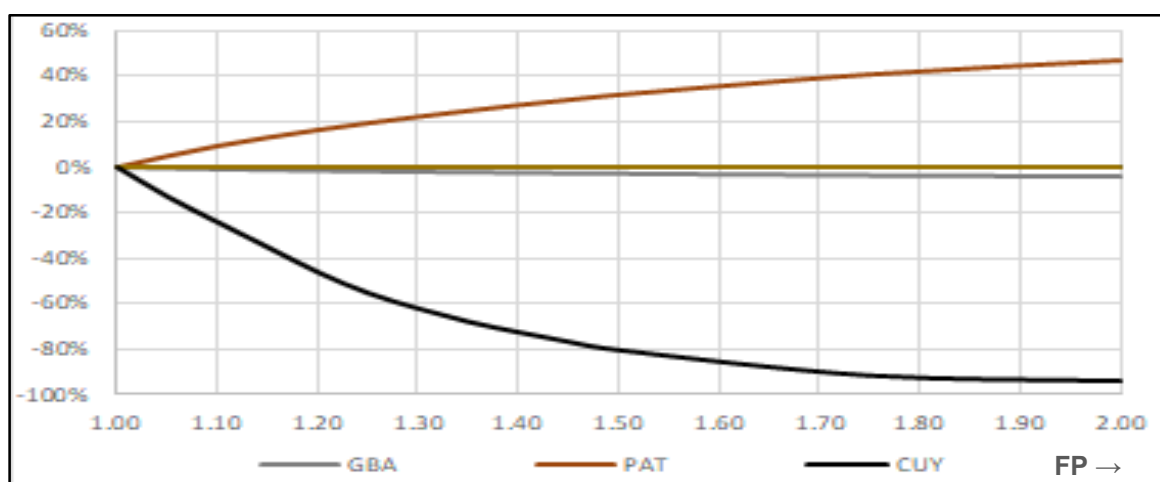


Gráfico 3.2.3-C- Variación de la producción de generadores con FP en el nodo PAT.

Si bien el mayor aporte del nodo PAT afecta proporcionalmente mucho más al despacho del nodo CUY, este nodo es requerido pocas horas en la serie horaria mensual considerada, siendo el principal desplazamiento en cantidad el del nodo GBA. Ese desplazamiento de generación modificará los costos de producción, conocidos como precios marginales [\[Sto-04\]](#).

➤ Modificación del Costo Marginal de la energía.

La variación del costo marginal (CM) horario no es muy perceptible en este modelo donde existe un generador y un área que cubren el grueso de la oferta y demanda en juego y las curvas de carga de cada nodo son múltiples entre sí (no hay simulada una redistribución horaria de la demanda, dado que no se conocen dichos datos). Igualmente se muestra en el Gráfico 3.2.3-D una variación para instalación de generación 0% y 35% en el nodo PAT.

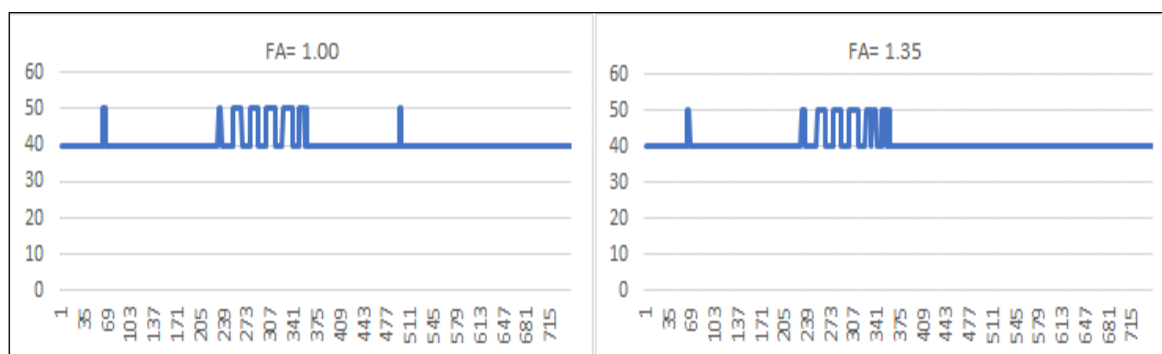


Gráfico 3.2.3-D- Variación del costo marginal con el incremento de la potencia eólica instalada en el nodo PAT.

El resultado de variación de costos marginales se manifestará en una variación del costo de producción. No obstante, podrán existir contratos y precios diferenciales.

La generación renovable es remunerada casi totalmente en forma de contratos entre partes o con el OED, por lo que se considera que, si bien poseen prioridad de despacho, el costo de generación de los nodos NON, PAT y SGA perciben precios independientes de la configuración del despacho, como así también los generadores NEA y SGA, asimilables a precios diferenciados.

Para el resto de los generadores se considera que su remuneración de costos variables de producción puede darse por dos vías: por precios marginales y por precios de contrato.

En el Gráfico 3.2.3-E se comparan los costos variables de generación para distintos valores del precio de la energía eólica. Como se vio en el capítulo anterior y como regla general, se podrá incorporar más energía renovable por sobre el umbral de restricciones cuanto menor sea su precio, siendo el mecanismo de fijación de precio de energía por contratos el que menores precios muestra, aunque esto es engañoso ya que se podría demostrar que la formación de costos de éste mecanismo puede resultar superior a la de fijación de precios por costos marginales si generadores de bajo costo marginal y alto nivel de participación obtienen contratos por encima de éste último precio.

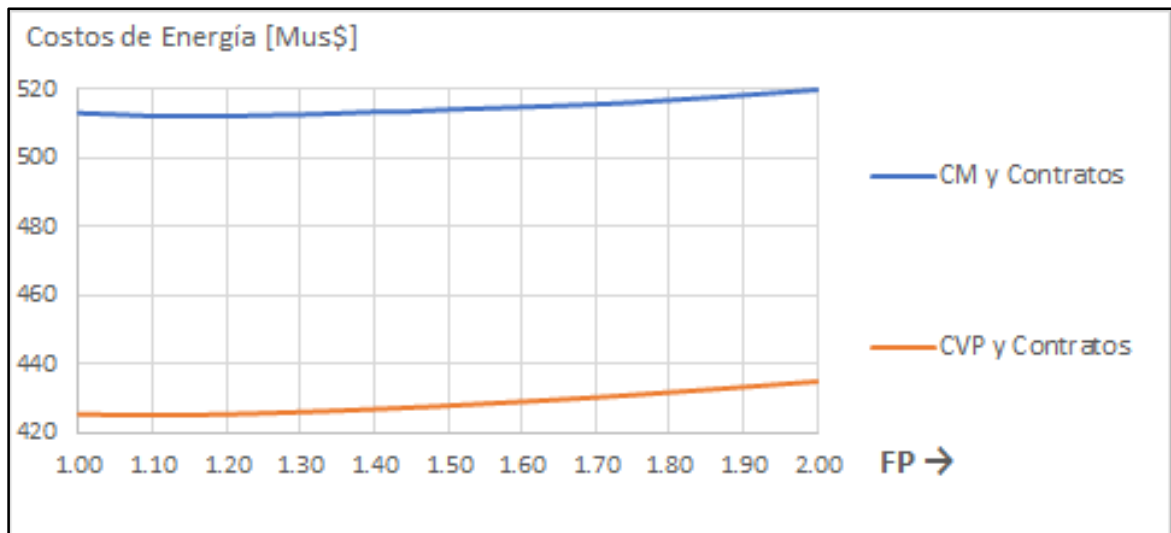


Figura 3.2.3-E- Costo variable de producción en función de contratos y costos operativos (CVP) y de costo marginal (CM) para distintos valores de FC en nodo PAT.

3.2.4- Red con restricciones de transporte en todas las líneas

En este caso se consideran las restricciones de transporte de todas las líneas de la red mallada modelada para ver el comportamiento del sistema ante la instalación de más generación renovable en un nodo sin capacidad adicional.

- Modificación de la matriz de generación.

Tomando los límites de flujo máximo para todas las líneas del modelo de 13 nodos, la serie de DCOPF para los datos de oferta y demanda asumidos, ahora se comparan los resultados obtenidos con y sin restricciones de transporte.

En el Gráfico 3.2.4-A se aprecia un importante cambio en la serie de costo marginal horario. Con restricciones, la serie para este ejemplo se ha vuelto plana y no refleja el costo de despacho de máquinas que por saturación de líneas deben ahora generar, no por orden de mérito, sino por las restricciones impuestas en el modelo matemático del problema de despacho. Esto da lugar a lo que en la teoría del costo marginal se conoce como “precios sombra” y en el mercado eléctrico, como precios nodales o precios locales marginales (LMP, por sus siglas en inglés) [Kir-02].

El precio marginal surge de flujos óptimos de potencia y representa los costos del sistema para atender el último MW de carga. La restricción de un flujo óptimo de potencia da lugar a una diferencia de costo que puede ser positiva (si el sistema requiere generación adicional) o negativa (si el sistema requiere una reducción en la generación).

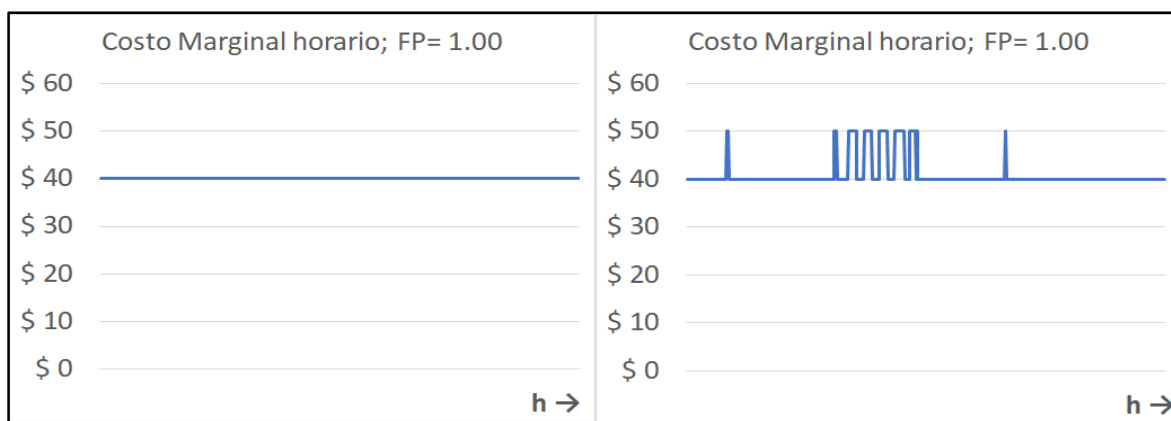


Figura 3.2.4-A- Costos marginales horarios- Red sin restricciones (izq) y con restricciones (der).

➤ Modificación de precios de la energía.

Dado que ante restricciones se modifica el despacho que no necesariamente modifica el precio marginal por ingreso de máquinas “forzadas” para cumplir las restricciones operativas (aparición de “precios nodales”), el precio marginal ya no puede cubrir el costo de esas máquinas y debe establecerse algún mecanismo de asignación de costos para compensar esa insuficiencia.

Se comparan estos precios tres mecanismos de reconocimiento de precios para la red con y sin restricciones: costo variable de operación (CVP)- asimilable a costos contractualizados-, costo marginal (CM) –con ajuste por precios locales ante restricciones- y costo marginal local (CML), los tres con la contemplación de contratos a término y precios diferenciales en nodos específicos, cuyos costos (en analogía con la práctica de compras conjuntas) se prorratean entre toda la demanda. En el gráfico 3.2.4-B se muestra la variación de costos de generación que la aparición de restricciones en la red trae para el sistema, donde se advierte un aumento del costo de la energía cuando aparecen restricciones que despachan máquinas más caras. El gráfico 3.2.4-C muestra la variación porcentual de costos.

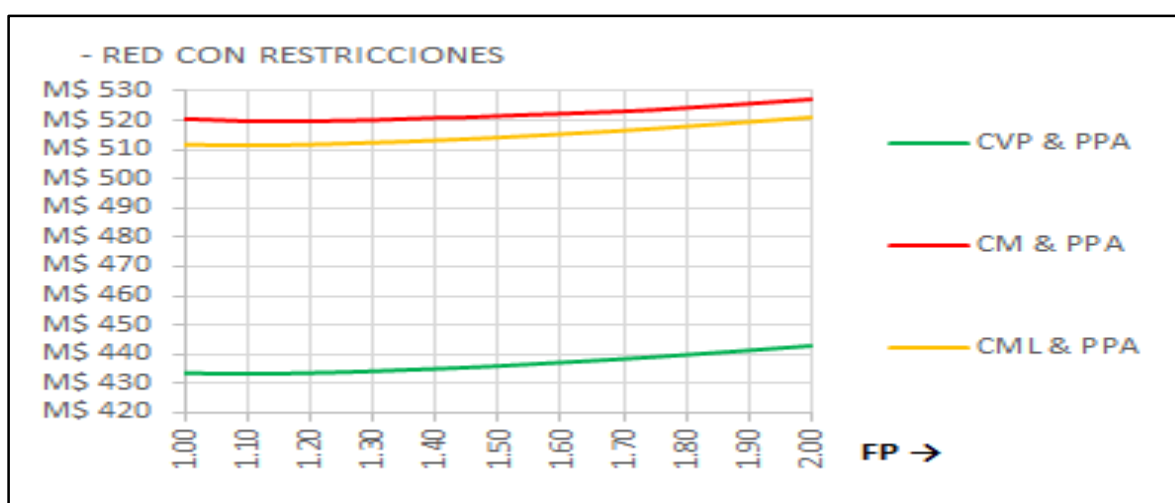


Gráfico 3.2.4-B- Costo de energía según asignación de CVP, CM y CML, más costos contractuales.

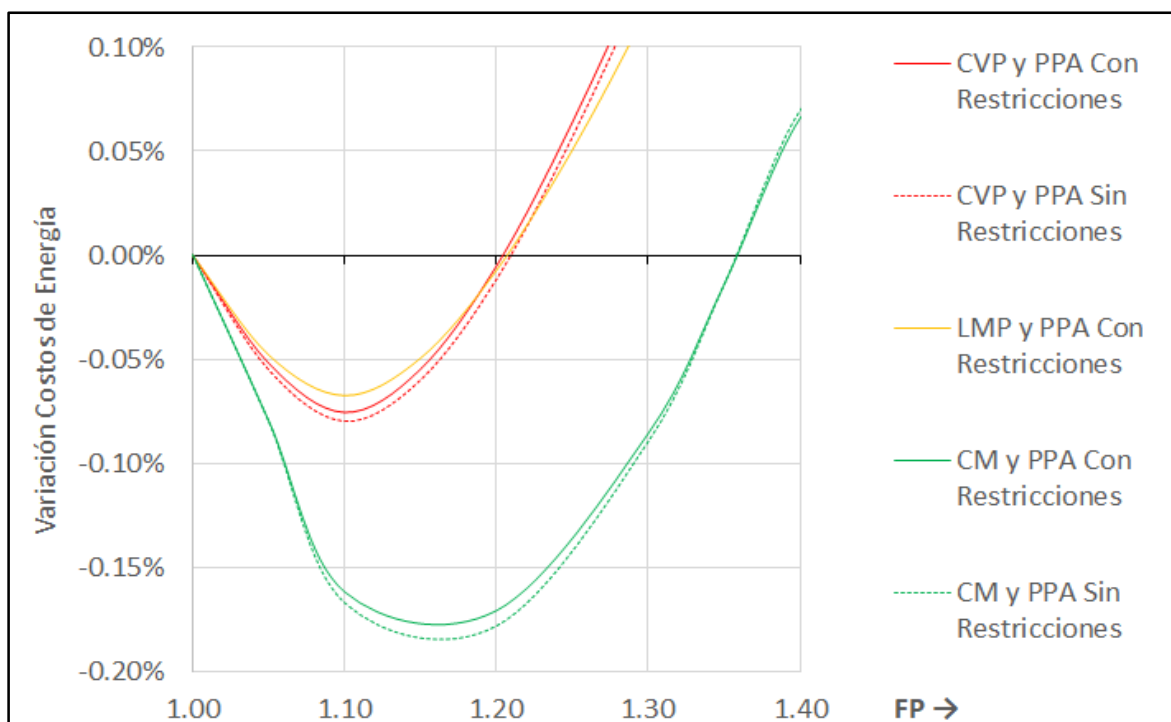


Gráfico 3.2.4-C- Variación de costo de energía según CVP, CM y CML, más costos contractuales.

Para ejemplificar la comparación de costos entre su formación mediante precio de mercado frente a la formación mediante la determinación de precios nodales, resulta conveniente mostrar la evolución del costo de un nodo frente a la aparición de restricciones en el sistema. La variación del precio nodal del nodo CUY del modelo se ejemplifica a continuación para la red sin incremento de potencia en el nodo PAT, modeladas las líneas con sus restricciones.

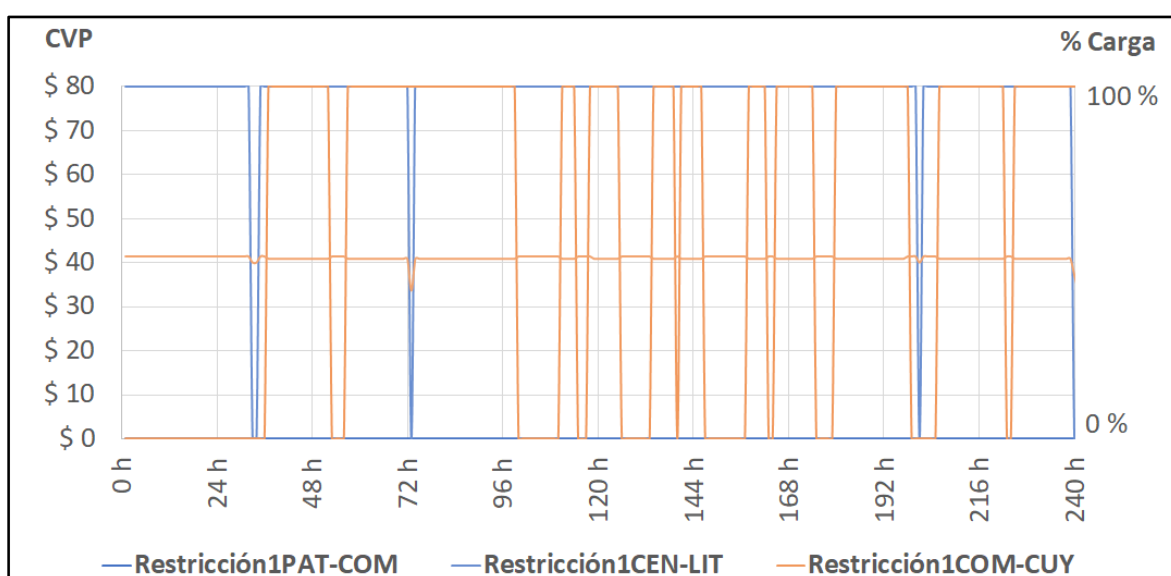


Gráfico 3.2.4-D- Variación del CML (costo marginal local) del nodo CUY en función de las restricciones de los elementos de la red.

La línea azul muestra la variación del CML en un nodo que en este caso es el nodo CUY, mientras que la roja corresponde al costo marginal. Las líneas que cruzan a ésta en forma vertical muestran los períodos de inicio y fin de congestión en alguna línea que modifican el CML de este nodo (para el caso, CEN-LIT y COM-CUY), mientras que los puntos azules muestran períodos de saturación de generadores (para el caso, CUY). Nótese que, en los picos de saturación de la generación en CUY, al saturarse la línea COM-CUY el precio local en este nodo se torna incluso más caro que el precio de su generación local, igual a 50 \$/MWh.

En el sistema de formación de costo mediante el precio marginal esto no podría ocurrir, quedando topeado el precio del área desvinculada. De saturarse así también la otra línea que vincula en nodo CUY a la red, se estaría ante la imposibilidad de resolver el problema matemático, o lo que es equivalente, ante un caso de Energía no Suministrada (ENS). Para poder resolver ese problema matemático se debe conectar generación ficticia con un costo muy superior a la del resto de generadores y de no contarse con la misma se deberá, en la operación, recurrir al deslastre de carga. Así mismo, si se revisa de la misma manera la evolución del precio local del nodo PAT (conectado radialmente), que es el que llega a registrar el precio nodal más bajo, se observa que no alcanza valores por debajo de su precio marginal, como lo haría si esta área se desvinculara del mercado.

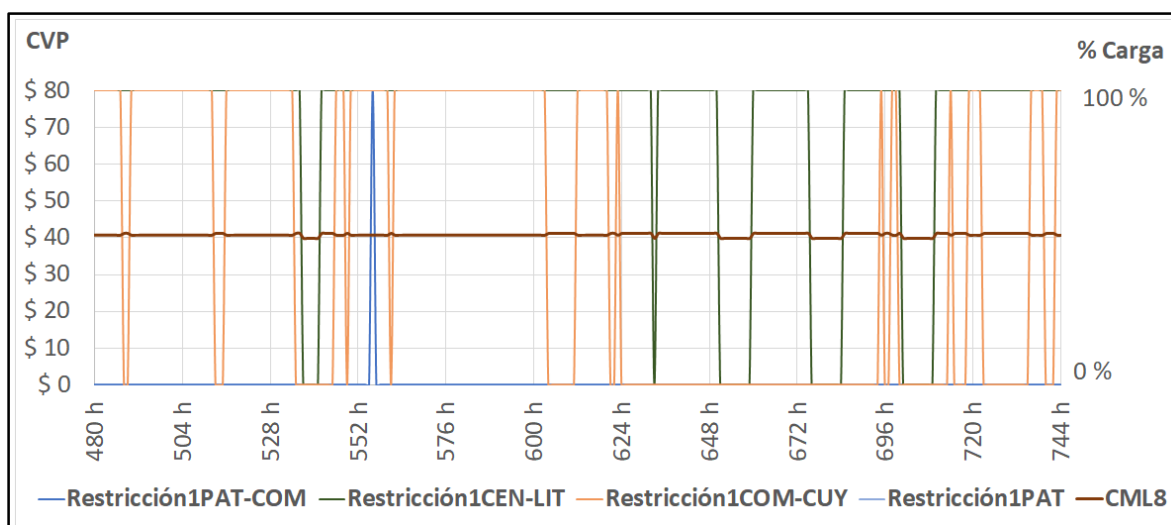


Gráfico 3.2.4-E- Variación del CML (costo marginal local) del nudo PAT en función de las restricciones de los elementos de la red.

Vistos los gráficos, 3.2.4-C y 3.2.4-D, se observa que el precio nodal del nodo del generador puede quedar por debajo de su costo de producción, lo que se traduce en un riesgo para éste, y por encima de su costo de producción y del costo de mercado, generando un riesgo para la demanda. Además, al encontrarse contractualizada y despachando de base la energía renovable, pueden generarse desbalances de crédito y débitos entre los agentes.

3.3- Generación con Vinculación Mallada a la Red.

Para el análisis de un generador con vinculación mallada a la red se analiza el nodo CEN representando su oferta como si fuese puramente eólica. Este nodo se encuentra vinculado a través de tres líneas en el modelo analizado, a diferencia del caso visto en el caso precedente, de vinculación de la generación en forma radial. Para estudiar este nodo se han asumido la oferta eólica de la misma manera que en el caso radial pero con la curva de oferta conformada por los parquees eólicos allí instalados en la región Centro (ACHIEO, MANQEO y OLIVEO). El resto de los nodos se mantienen igual que el visto para el modelo de vinculación radial. La curva de oferta es ajustada como se mostró en la figura 3.2.2-D.

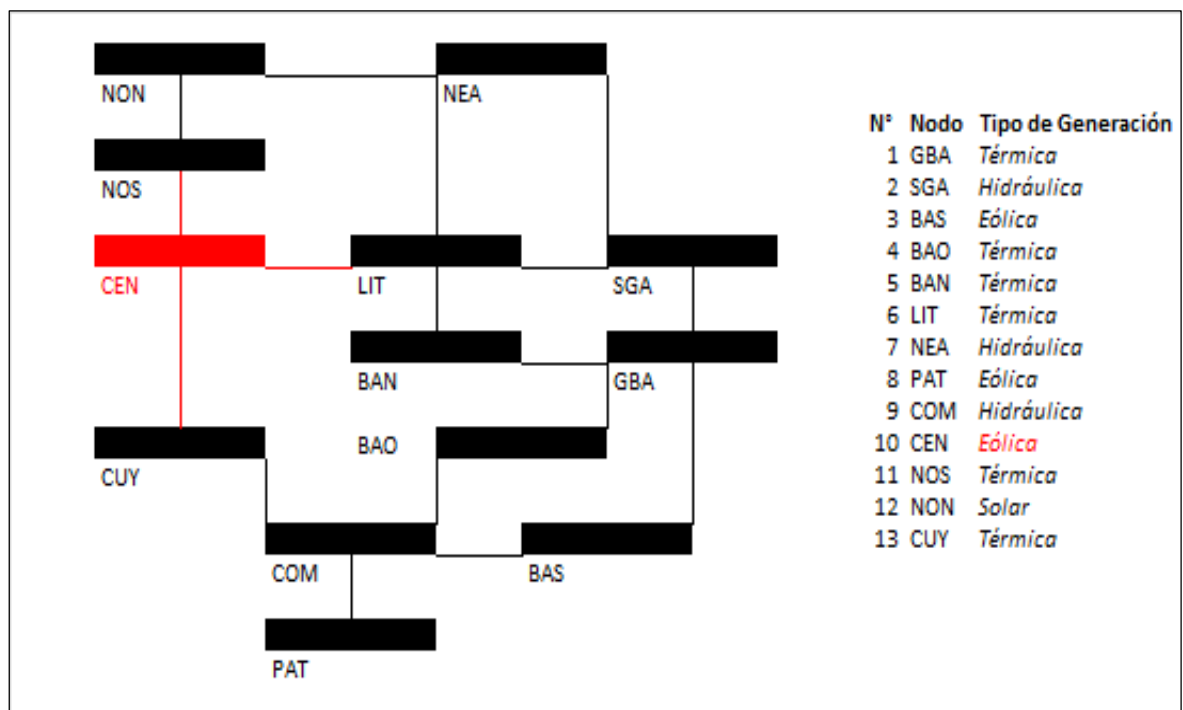


Figura 3.3.A- Red modelo

➤ Modificación de la matriz de generación.

A diferencia de la conexión radial, el modelo mallado con una curva de oferta al límite de la saturación quedará conectado, en este caso, a tres vínculos con distintas impedancias, que son las líneas CEN-LIT, CEN-NOS y CEN-CUY. Por tanto, en primera instancia es esperable una mayor capacidad de absorción de potencia de la red respecto a un nodo mallado, especialmente si este se constituye como un “baricentro eléctrico”. No obstante, se debe sopesar que estará más expuesto a la necesidad de recortar producción por la conjunción de requerimientos de limitación que se cargan sobre éste, especialmente cuando la red posee un desarrollo preexistente diseñado para otras condiciones de operación.

Si bien la posibilidad de inyección de potencia se multiplicará en virtud de la mayor cantidad de corredores para la energía generada, también lo hará la posibilidad de vertimiento de energía, ya que cualquier aumento de potencia instalada deberá pasar por tres restricciones en este caso. El siguiente gráfico muestra el resultado de incorporar mayor energía eólica al nodo CEN en el que se ajustó su oferta al límite de saturación.

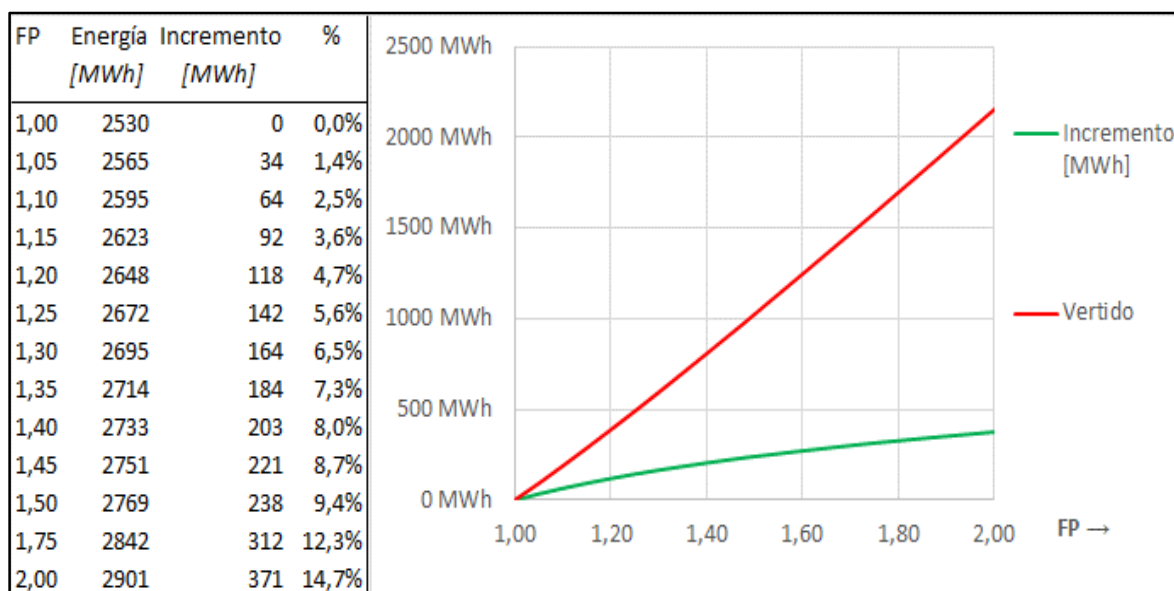


Gráfico 3.3-B- Variación de la energía vertida y de la energía adicional (izq.) y de la producción de energía eólica en CEN, en función del aumento de la potencia eólica instalada en el nodo.

Como se mencionó, el nodo modelado, si bien permite aumentar la potencia instalada produciendo energía sin vertimiento al tener más vínculos con el resto del sistema, la energía adicional que se obtiene aumentando dicha potencia resulta considerablemente menor a la vertida.

La causa de ello se puede ver comparando los flujos resultantes por los vínculos con la generación del nodo sin vertimiento de energía. El Gráfico 3.3-D muestra el flujo en los tres vínculos y la generación en el nodo CEN, donde se observa que al saturarse el primer vínculo (línea NOS-CEN) no quedará lugar para agregar más generación en el nodo. Este primer vínculo, a su vez, no es el que presenta menor capacidad de transmisión ni es el de menor impedancia. La potencia fluye a causa de la impedancia de la línea y de la diferencia de tensiones entre nodos. Al ser una simulación de flujo DCOPF esta diferencia de tensión aparece como diferencia de ángulo entre tensiones, ya que se supone todos los nodos con una tensión igual a 1 pu, y dicha diferencia angular estará dada en este modelo por las inyecciones de potencia de cada nodo.

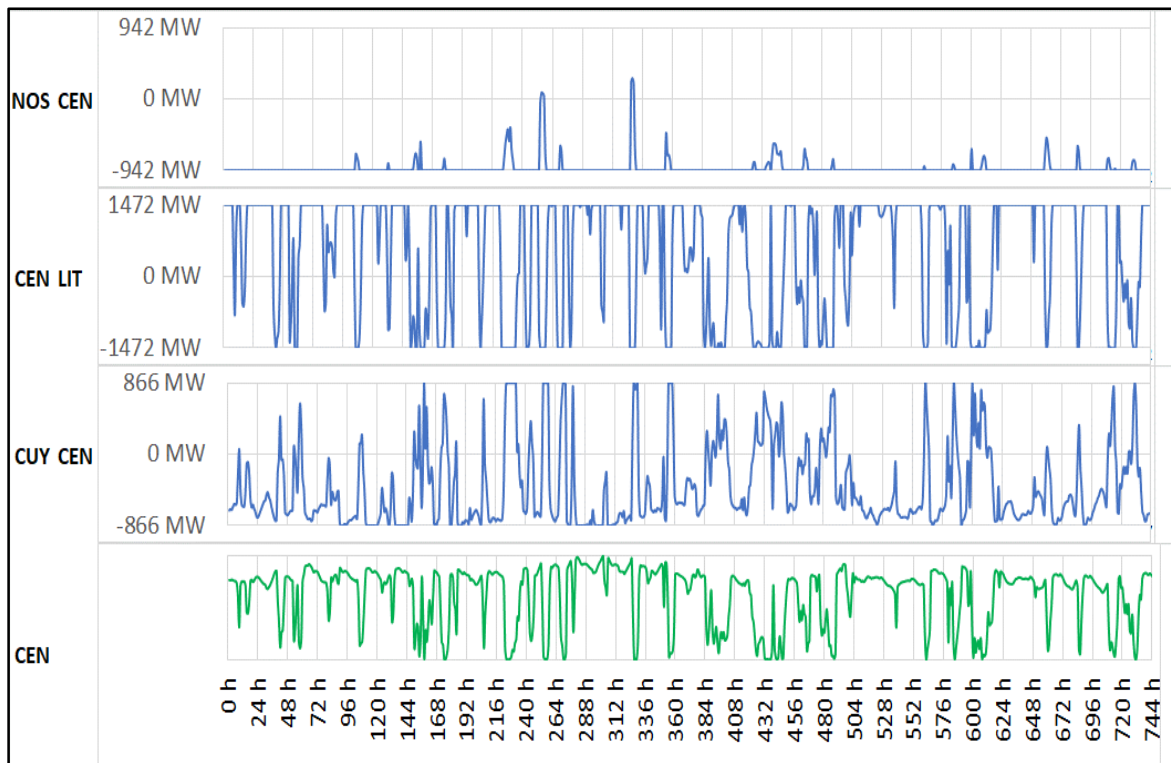


Gráfico 3.3-C- Generación horaria en el nodo CEN y flujos en los tres vínculos del nodo CEN.

La relación entre inyección del nodo y la capacidad de exportación de sus vínculos permitía obtener energía adicional por sobre la energía vertida en un amplio rango de niveles de incremento de capacidad de generación en conexiones radiales. No obstante, un nodo mallado tendrá mayor capacidad de exportación en relación a su capacidad de generación que un nodo radial, pero la posibilidad de agregar más generación eólica se vuelve inviable por el efecto “cascada” de sus restricciones.

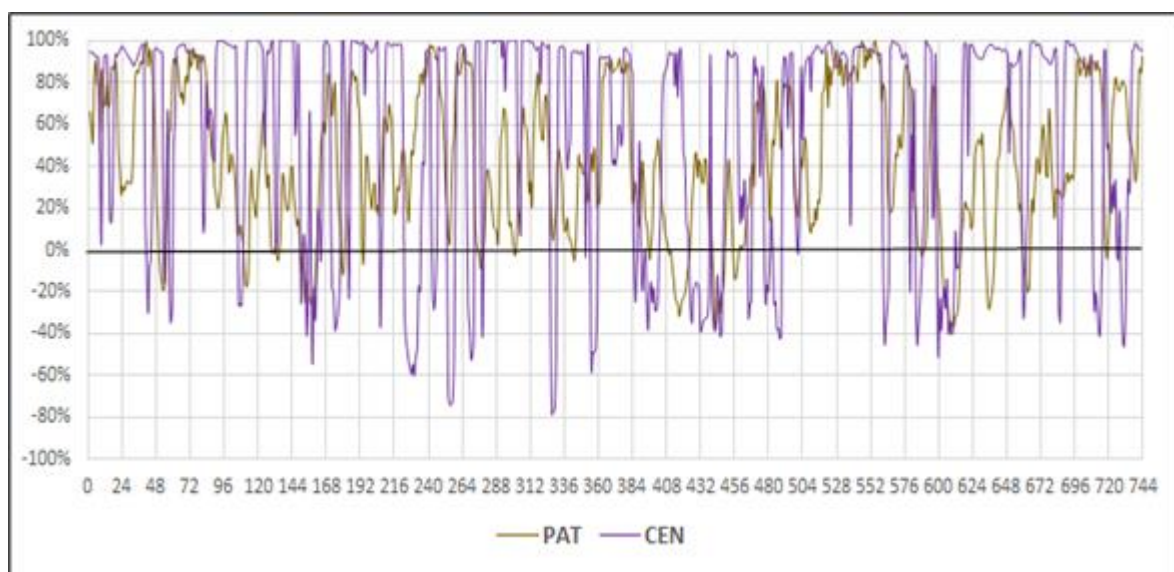


Gráfico 3.3-D- Relación horaria entre inyección neta y capacidad de exportación en PAT y CEN.

4- FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROBLEMA

El despacho de sistemas eléctricos con generación térmica pura se resuelve consignando las unidades de generación según costos de operación crecientes de manera desacoplada en el tiempo, considerando el costo de la energía de pasada, nulo, quedando su aporte condicionado por las restricciones del problema. Al incorporarse límites de disponibilidad de las máquinas térmicas, así como generación hidroeléctrica, se crea un acoplamiento temporal con las soluciones de despacho adoptadas en un momento que le impone restricciones a los despachos subsiguientes. Este acoplamiento implica resolver el problema de optimización en forma global para todo el periodo de análisis, elevando considerablemente la cantidad de variables y restricciones y consecuentemente los tiempos y capacidades de cálculo. En este trabajo se plantea el problema de determinar la capacidad de potencia eólica a instalar en puntos de la red de transporte que no poseen capacidad remanente para asegurar el pleno despacho de esa generación en condiciones aceptables de operación, por lo que se asume que parte de su energía puesta a disposición deberá verse en determinados momentos mediante desconexión de sus generadores, lo que redundará en una merma de los ingresos previstos para el generador.

En definitiva, el problema se traduce en cierto modo en un acople temporal, ya que la decisión de mayor incorporación de potencia eólica implicará mayor vertido y la adopción de un criterio conservador sin *curtailment* no sería la decisión más económica si su precio es competitivo y el objeto es, además, maximizar su participación en la matriz energética.

En este trabajo no se analiza la relación intertemporal de los parámetros y restricciones de operación del parque generador convencional. Sí, en cambio, se lo hace para la variabilidad de la oferta de energía renovable para optimizar su nivel de vertido conjuntamente con el despacho, asumiendo que se puede caracterizar con buen grado de probabilidad de ocurrencia una curva esperada de esa oferta. Para tomar en cuenta la operación de los recursos hídricos y renovables se usarán curvas de despacho y demandas reales. Esto permite utilizar el método sencillo de DCOPF para, mediante un algoritmo de optimización lineal sujeto a restricciones, buscar la potencia de generación renovable a instalar en nodos considerados, asumiendo que esta energía cuenta con prioridad de despacho.

La variable objetivo será la potencia a agregar en determinados nodos junto con el despacho óptimo de los demás generadores en toda la serie temporal analizada, valorando el costo contractual de la energía eólica y forzando su despacho, por lo que se requerirá de un término que represente su energía no despachada (vertida) por restricción.

Siendo el objetivo maximizar la potencia de generación renovable eólica a agregar en nodos existentes se han analizado dos enfoques empleando modelos de despacho basados en DCOPF:

- Una optimización con variables acopladas temporalmente, en la que se despachan todas las curvas de oferta de energía renovable, dejando como variable un parámetro de amplitud de esa curva en los nodos considerados.
- Un conjunto de despachos desvinculados temporalmente, con una combinatoria de redespachos con agregación de energía renovable.

La primera optimiza la capacidad de instalación de energía renovable en base a una serie temporal de oferta por cada máquina, realizando una búsqueda analítica de optimalidad dentro de un espacio de soluciones continuo. La segunda realiza un conjunto de despachos óptimos en cada paso temporal del período considerado con distintas combinaciones discrecionales de capacidades agregadas. Puede no interesar un óptimo en este caso, sino un subconjunto admisible dentro de un conjunto discreto de soluciones, aunque el esfuerzo computacional y los tiempos de cálculo no resultan prácticos. No obstante, se utilizará este segundo método como forma de validación de los valores óptimos calculados.

4.1- Formulación del Modelo de Optimización

La función a optimizar requerirá la evaluación conjunta de los siguientes tres términos:

$$\sum_{h=1}^{24} \sum_{g=1}^{G^{Con}} C p_g P_g^h$$

$$\sum_{h=1}^{24} \sum_{g=1}^{G^{Ren}} C v_g V_g^h$$

$$\alpha_g \sum_{g=1}^{G^{Ren}} C r_g R_g$$

El primero de ellos lo constituye el costo total ($\sum_{h=1}^{24} \sum_{g=1}^{G^{Con}} C p_g P_g^h$) de los paquetes de energía de paso horario (P_g^h) que producen cada uno de los generadores convencionales (térmicos e hidráulicos) en el período.

El segundo término considera los vertidos horarios de energía que los generadores renovables no pueden inyectar a la red por restricciones de operación ($\sum_{h=1}^{24} \sum_{g=1}^{G^{Ren}} C v_g V_g^h$).

El último término representa el costo ($\alpha_g \sum_{g=1}^{G^{Ren}} C r_g R_g$) de la oferta de energía (R_g) ajustada por el factor de optimización (α_g) de esa curva de despachos de energía prevista para toda la serie horaria de cada generador renovable (R_g^h).

Los términos $C p_g$, $C v_g$ y $C r_g$ son los coeficientes de la función de costos.

➤ Función Objetivo

La función a minimizar expresa el costo del despacho del parque generador conociendo la curva de energía hidroeléctrica y renovables, minimizando la siguiente ecuación lineal sujeta a restricciones:

$$\min Z_{(P_g^h, V_g^h, \alpha_g)} = \sum_{h=1}^H \left(\sum_g^{G^{Con}} C p_g P_g^h - \sum_g^{G^{Ren}} C v_g V_g^h \right) + \alpha_g \sum_g^{G^{Ren}} C r_g R_g$$

sujeto a:

$$\begin{array}{llllll} P_g^h \geq Pmin_g^h & P_g^h \leq Pmax_g^h & V_g^h \geq 0 & \alpha_g \geq 0 & \forall h, g \\ \overline{\phi_{min}} - (S) \overline{D_h} \leq \begin{pmatrix} (S) & \cdots & (Sr)_{Ren} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ (0) & \cdots & (Sr)^h \end{pmatrix} \overline{X_h} \leq (S) \overline{D_h} + \overline{\phi_{max}} & \forall h \\ \sum_g (P_g^h - V_g^h + \alpha_g R_g^h) = \sum_i d_{i,h} & \forall h \end{array}$$

donde:

- $Z(P_g^h, V_g^h, \alpha_g)$: función de costo variable de producción total del período
- H : cantidad de series temporales de despachos (cantidad de horas)
- Cp_g : costo variable de producción del generador convencional "g"
- Cv_g : costo de valoración de la energía vertida del generador renovable "g"
- Cr_g : costo variable de producción del generador renovable "g"
- P_g^h : energía producida por el generador convencional "g" en la hora "h"
- V_g^h : energía vertida por el generador renovable "g" en la hora "h"
- $R_g = \sum_h R_g^h$: energía total puesta a disposición por generador renovable "g"
- α_g : factor óptimo de amplitud de la potencia instalada del generador renovable "g"
- G^{Con} : conjunto de generadores convencionales (térmicos e hidráulicos)
- G^{Ren} : conjunto de generadores renovables
- $Pmin_g^h$: potencia disponible mínima del generador convencional "g" en la hora "h"
- $Pmax_g^h$: potencia disponible máxima del generador convencional "g" en la hora "h"
- $\overline{\phi_{min}}$: vector ordenado de flujos de potencia mínimos para el conjunto de líneas L
- $\overline{\phi_{max}}$: vector ordenado de flujos de potencia máximos para el conjunto de líneas L
- (S) : matriz sensibilidad nodo – rama
- (R) : matriz reordenamiento generador – nodo
- $(Sr)^h = (S)(R)\overline{\alpha_g^h}$: matriz sensibilidad nodograma, multiplicada por oferta renovable de cada hora "h"
- $(Sr)_{Ren}$: submatriz de (Sr) formada por las columnas de los nodos con generación renovable
- $\overline{D_h}$: vector de demandas nodales en la hora "h"
- R_g^h : energía generada por generador renovable "g", sin vertimiento, en la hora "h"
- $\overline{d_{n,h}}$: elementos del vector de demandas en cada nodo "i" en la hora "h"
- $\overline{X_h} = \overline{P_g^h} \cap \overline{V_g^h} \cup \overline{\alpha_g^h} \overline{FA_g}$: vector ordenado de generación convencional $\overline{P_g^h}$, vertido $\overline{V_g^h}$ y oferta renovable $\overline{\alpha_g^h} \overline{R_g^h}$ de la hora "h"

4.2- Modelación del sistema objeto de estudio

El sistema se representa tomando curvas reales de demanda, producción de energía eólica y solar y despacho de generación hidráulica, obtenidos de los reportes del OED del SADI. Se obtienen así, implícitamente, patrones que correlacionan la demanda y la producción de energía renovable con la optimización de la oferta hidráulica. Los datos y la modelación del sistema de estudio se presentan en el Anexo II.

4.2.1- Modelación de los generadores convencionales

Para representar la oferta de generación térmica e hidráulica convencional no se tienen en cuenta variables intertemporales. Esto es, que no se toma en cuenta rampas de calentamiento y toma de carga de generadores térmicos ni sus costos de asociados de arranque-parada, así como tampoco el manejo de embalses de los generadores hidráulicos, lo que implica que la potencia mínima debe simularse como nula para no forzar su despacho y por tanto la energía despachada a cada hora de cada generador debe considerarse como una variable independiente. Si bien estas consideraciones detrimentan la precisión de la simulación, constituyen un “peor escenario” ya que quitan flexibilidad al manejo del recurso eólico y solar. En el caso de los generadores térmicos esta suposición puede considerarse aceptable, mientras que, para dar plausibilidad a la simulación, para los generadores hidráulicos se debería tomar una curva real de energía horaria despachada en concordancia con la oferta renovable para cada nodo simulado.

La oferta de generación firme se obtiene de la base de datos de la programación estacional, de donde se extrae el costo variable de producción (CVP) de cada máquina. A cada máquina se le asignó un nodo que represente su punto de ubicación en la red modelada agrupando los generadores por tipo, nodo y precio para representar la oferta según un criterio de agrupamiento por tipo de tecnología y rango de costo. A los fines de simular prioridad de despacho se asigna costo nulo a la generación renovable.

Para asegurar la solución del problema ante cualquier estado de carga se deben agregar máquinas ficticias llamadas “máquinas falla” a las que se le asigna el costo de la energía no suministrada (ENS). A los efectos de este trabajo no se tuvieron en cuenta los límites superiores de potencia de las máquinas térmicas con precios por encima de 100 \$/MWh, reduciendo así la incorporación de máquinas falla al problema, lo que implicaría incorporar más variables de cálculo. Así mismo, no se simulon máquinas falla en los nodos que poseen oferta de generación firme superior a la demanda máxima modelada y se aumentó ficticiamente la potencia de máquinas térmicas de ciclo abierto con precios superiores a 70 \$/MWh para no incorporar variables que no hacen al interés del objeto de análisis. Se simulan así, 39 generadores firmes, 21 generadores de base y 38 máquinas falla, totalizando 98 generadores.

4.2.2 Modelación de generadores renovables.

La generación renovable no presenta, a efectos prácticos, el problema de restricción intertemporal, ya que no se consideran elementos de almacenamiento (baterías) y la rampa de entrega de potencia de la generación eólica y solar no necesitan ser consideradas para un paso de tiempo horario. Su curva de oferta se obtiene a partir de datos reales operados, aunque en el lapso de una hora su producción puede variar considerablemente. No obstante, lo que se desea optimizar es la potencia a instalar, ya que su ingreso es de base por prioridad de despacho, con lo que cada generador renovable está representado en todo momento por una sola variable-parámetro multiplicada por la integración en todo el período de su curva de oferta horaria. Además, se agrega en cada nodo con generación renovable un generador ficticio cuya producción V_g^h represente el vertimiento de energía con valor de potencia máxima cero y mínima igual al valor negativo de su oferta R_g^h para cumplir con las restricciones de la función objetivo al despachar toda la oferta del nodo renovable R_g . Para que represente un costo su precio Cv_g debe ser menor o igual a cero, según se reconozca esa disponibilidad de potencia (por ejemplo, como regulante), bien como una penalización en la función de optimización o incluso como un piso referencial de prioridad de despacho asegurado.

La oferta de generación eólica y solar, así como la generación hidráulica y la producción de autogeneradores y cogeneradores, se obtuvo de la Síntesis Mensual publicada por el OED para cada mes entre los años 2020 y 2023.

4.2.3- Modelación de la demanda

De la Síntesis Mensual publicada por el OED se obtuvieron los valores de demanda horaria por provincia entre los años 2020 y 2023, incluidas y repartidas las pérdidas y consumo de centrales de bombeo. Asimismo, la Base para Estudios Eléctricos del OED ofrece los escenarios de demanda por bandas horarias para los casos base considerados en cada programación estacional. Utilizando estos datos es posible realizar una estimación de la demanda horaria de cada nodo simulado prorrateando los consumos por provincia con la demanda de cada nodo dada en los escenarios de base.

4.2.4- Modelación de la red de transporte

En virtud del problema de dimensionalidad el SADI debe ser modelado mediante una red representativa para asegurar el procesamiento de los coeficientes de las ecuaciones resultantes dentro del rango de capacidad de las herramientas computacionales disponibles. Para ello se realizará una representación de su topología real, dando un grado de detalle mayor en los nodos de mayor interés de estudio.

Para evaluar las limitaciones de incorporación adicional de generación renovable es primordial considerar los límites de los vínculos entre oferta y demanda (líneas y transformadores). Los parámetros de los elementos simulados pueden construirse en base a los valores publicados en la página del OED.

Se define así la topología y las impedancias de los vínculos considerados que establecen los flujos de potencia en función de la demanda y oferta a despachar considerando los límites de capacidad de operación que restringen el costo de generación.

4.2.5- Consideración de los costos

Los costos de los generadores convencionales adoptados se corresponden con CVP representativos de máquinas instaladas en los nodos que se pretenden plasmar, obtenidos a partir de la programación estacional del verano 2022-2023. En todos los casos se consideró el uso del combustible más económico. Para los generadores renovables el CVP debería ser cero, asegurando así su prioridad de despacho, y su costo de vertido deberá valorizarse a un costo típico (precios de contratos) o como una penalización para asegurar la optimización, ya que de no ser así el modelo solo maximizaría su oferta. Nótese que este modelo optimiza el costo de todo el período considerado y que el “costo marginal” que se puede obtener de la solución es un precio de referencia para la energía para dicho período.

4.3- Validación del Modelo

La verificación de los resultados obtenidos por el modelo propuesto se basa en la realización de una laboriosa combinatoria de potencias puestas a disposición de los generadores renovables objeto de estudio para obtener un conjunto de soluciones, donde el óptimo se encuentra por simple comparación. No es necesariamente una forma de solución óptima ya que solo se puede obtener un conjunto limitado de combinaciones. No obstante, permite verificar la validez de los resultados del primer método y visualizar los rangos subóptimos que se consiguen explorando un subespacio de soluciones de despachos con un criterio de razonabilidad. Al no incorporar el manejo de la relación intertemporal de los parámetros y restricciones de operación del parque generador térmico e hidráulico ni el almacenamiento de energía, puede utilizarse iterativamente una solución de DCOPF para cada hora del período a analizar con todas las combinaciones de potencia de generación renovable y comparar los resultados obtenidos.

El objetivo es minimizar el costo de operación del despacho del parque generador conociendo la curva de energía hidroeléctrica y eólica. Para ello se deben identificar soluciones a las ecuaciones lineales sujetas a restricciones que cumplan las condiciones de restricción en cada hora de redesacho a calcular en virtud de las potencias de generadores renovables agregados.

$$\subseteq Z_{(P_g^h, \alpha_g^n R_g^h)} = \min \left[\sum_{h=1}^{24} \sum_g^{G^{Con}} C p_g P_g^h + \left(\sum_g^{G^{Ren}} \alpha_g^n C r_g R_g^h + C v_g V_g^{h, \alpha_g^k} \right) \right] \leq Z_{(P_g^h, R_g^h)}$$

sujeto a:

$$\left| \begin{array}{llll} P_g^h \geq P_{min_g^h} & P_g^h \leq P_{max_g^h} & \alpha_g^k \geq 1 & \forall h, g, k \\ \overline{\phi_{min}} - (S) \overline{D_h} \leq (S) \overline{X_h^n} \leq (S) \overline{D_h} + \overline{\phi_{max}} & & & \forall h \\ \sum_g (P_g^h + \alpha_g^k R_g^h) = \sum_i d_{i,h} & & & \forall h \end{array} \right|$$

donde:

V_g^{h, α_g^n} : vertido horario de cada generador renovable a la hora h por un fator de aumento " α_g^k "

Las restantes variables coinciden con las definidas en 5.1.1.

Las curvas de producción de los generadores renovables objeto de estudio se obtiene a partir de datos reales de despacho, pero en lugar de asignarse un único vector con coeficientes de ajuste de potencia a instalar por cada uno, se asigna una cantidad "k" acotada, discreta y discrecional de coeficientes de ajuste para cada generador. Para cada optimización horaria se realiza un redespacho considerando una combinatoria de esos coeficientes asignados. Se obtiene así el conjunto de soluciones $\subseteq Z_{(P_g^h, \alpha_g^n R_g^h)}$

5- APLICACIÓN Y VERIFICACIÓN DEL MODELO

Analizado el problema planteado y desarrollada una modelación matemática, en este capítulo se aplica el modelo propuesto a casos de estudio que muestran una representación simplificada del SADI en procura de una relación de compromiso que abarque la aleatoriedad de las variables y una precisión de la simulación suficiente para el propósito de este trabajo de acuerdo con los límites de capacidad de cálculo disponibles.

En la primera parte se aplica una solución determinística para distintas series de escenarios de operación como argumentación de la forma de la muestra que se utilizará para el estudio. Se considera así, la influencia de los patrones de incertidumbre horarios y estacionales sobre la base de datos post operativos que capturan patrones de aleatoriedad de la oferta y la demanda, evitando el esfuerzo computacional de simular una programación de la operación con incertidumbre.

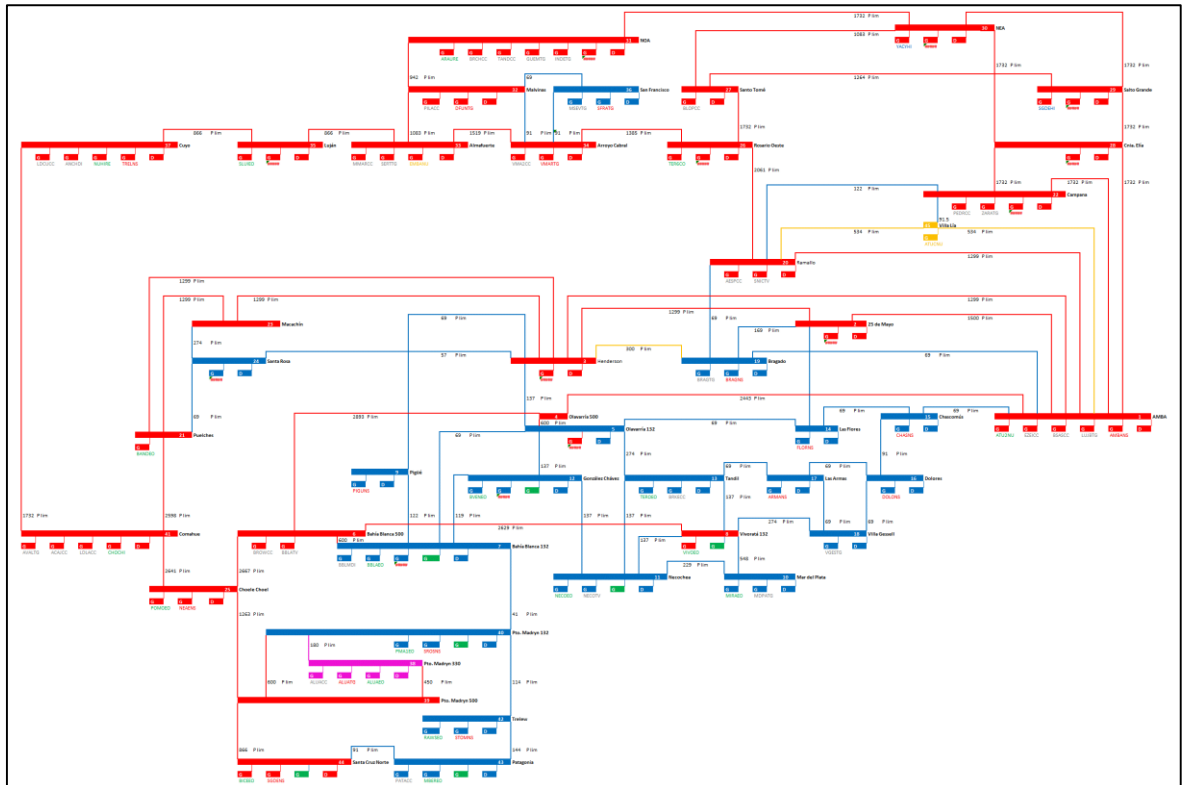
La segunda parte aplica el modelo de optimización para determinar los rangos aceptables de agregación de generación adicional en dos nodos de estudio, para cuatro escenarios de precios de generación de energía eólica *in shore* (precios promedio, ligeramente altos, muy altos y muy bajos) en conjunto con una variación de la demanda. El conjunto de soluciones determinísticas obtenidas con el muestreo de series temporales resueltas brinda el enfoque probabilístico necesario a la resolución del problema.

En la tercera parte los resultados obtenidos en el punto anterior son validados mediante una simulación que efectúa una serie de redespachos para todo el conjunto de datos horarios, sobre un conjunto de combinatorias de potencias ficticias instaladas de generación eólica adicional en los nodos estudiados y analizando los resultados para comparar los costos variables de operación frente a formación por éstos de precios marginales y el aporte de energía real frente a la energía vertida.

En la última parte de este capítulo se aplica el modelo de optimización para determinar la agregación de generación eólica en múltiples puntos de la red. Los resultados permiten repartir óptimamente la generación a instalar y comparar cuan conveniente sería sobredimensionar la capacidad de generación de energía eólica en nodos con relación de potencia instalada vs. capacidad de evacuación comprometida frente a nodos de menor potencial de recurso eólico, pero con capacidad remanente de evacuación de la generación.

5.1- Red Modelada

La red modelada consta de 46 nodos con 80 vínculos que representan líneas de 132 kV, 220 kV y 500 kV del SADI y algunos transformadores cuyas características han sido tomadas de la página de CAMMESA [Cam-19] a los fines de representar el sistema de la mejor manera posible. En función de la carga, generación e interés de análisis se ha centrado el detalle en la zona de Bahía Blanca y Puerto Madryn.



5.2- Consideración de la Influencia de Patrones Aleatorios

La elección de la generación renovable óptima a agregar dependerá, en condiciones de prioridad de despacho referencial, fundamentalmente del precio de la energía, de acuerdo a lo visto en el Capítulo 3, y de los precios de las fuentes de generación que se vean desplazadas. En definitiva, dependerá de su precio relativo. Esta diferencia relativa se verá afectada por la variación aleatoria de la demanda que tiene patrones bien caracterizados por hora, mes y año, además de pronósticos de crecimiento anual y de correlación con la temperatura. Por otro lado, la generación renovable, como se vio en el Capítulo 2, también posee, estadísticamente, patrones de comportamiento horarios, diarios, semanales y estacionales. Capturar en una modelación todos esos patrones de variación para obtener una solución determinista implica conocer la correlación de todas esas variables temporales, lo que puede hacerse con la resolución de una serie temporal lo suficientemente grande de pasos de tiempo, y para todo paso contemplado debe realizarse una optimización conjunta con la variable objetivo que es la generación renovable a agregar para minimizar el costo total de todo el período.

A título de ejemplo, si se considera el despacho de 100 máquinas, un paso de tiempo de seis horas que capte la variación de los períodos de pico, valle y resto (de la mañana y la tarde) de una curva de carga para una estacionalidad trimestral, se requerirá optimizar el valor de una función resultado de 1.600 variables para tan solo un conjunto de valores de generación aleatoria, por lo que ese valor debe multiplicarse por una cantidad finita de escenarios que represente la variación de los parámetros con incertidumbre. Dado que el límite de elementos de la matriz A de la función glkp de Octave acepta aproximadamente 2^{31} elementos, la cantidad de escenarios (es decir, las curvas de oferta y demanda) que pueden optimizarse conjuntamente no debe superar el número de 200 para la red simulada.

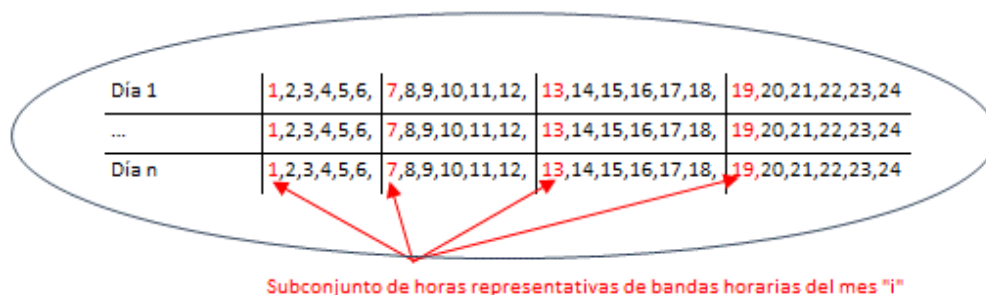
Considerando ello, se realizaron ejercicios de simulación sobre los datos fuente con tres criterios muestrales discrecionales distintos de los que se extraen conclusiones respecto de la elección más conveniente del criterio de muestra a contemplar.

- Muestreos Horarios: para cada una de las horas del día del primer semestre del año 2023 se toman las curvas de carga y despacho.

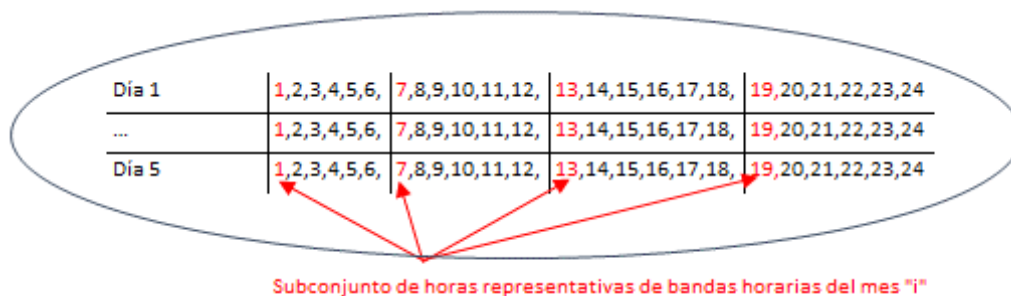
Mes 1	día 1	hora 1, ..., hora "i", ..., hora 24
	...	hora 1, ..., hora "i", ..., hora 24
	día n	hora 1, ..., hora "i", ..., hora 24
...	día 1	hora 1, ..., hora "i", ..., hora 24
	...	hora 1, ..., hora "i", ..., hora 24
	día n	hora 1, ..., hora "i", ..., hora 24
Mes 12	día 1	hora 1, ..., hora "i", ..., hora 24
	...	hora 1, ..., hora "i", ..., hora 24
	día n	hora 1, ..., hora "i", ..., hora 24

Subconjunto de horas "i"

- **Muestreos Mensuales:** se toma, para cada uno de los meses del año 2023, una muestra de cada paso horario representativo de la curva diaria de carga y de despacho.



- **Muestreos Semestrales:** de cada semestre del período 2021-2023, se toma una muestra discrecional de cada paso horario de los primeros 5 días de cada uno de los meses del período estacional, representando una curva de carga y despacho simplificada de todo el semestre.



Resulta claro que a mayor aleatoriedad que se pretende representar en cada optimización, menor debe resultar el detalle de la muestra para no desbordar la capacidad de procesamiento computacional.

5.2.1- Resultados para muestreos de los patrones horarios

Se resuelve un conjunto de problemas de optimización simultánea para dos Puntos de Inyección (PI) con parámetros determinísticos, para cada hora del día. Los PI corresponden a los nodos representativos a las barras de 132 kV de las ET Bahía Blanca y Puerto Madryn, y los valores de la serie de escenarios de oferta y demanda restante se distribuye entre los meses del año. Se supone un precio de la energía eólica *on-shore* puesta a disposición en cada punto de 33 \$/MWh [Ire-18].

Los resultados de estas modelaciones arrojan las potencias óptimas que deberían estar instaladas en cada hora en los nodos analizados y se resumen en el Gráfico 5.2.1-A.

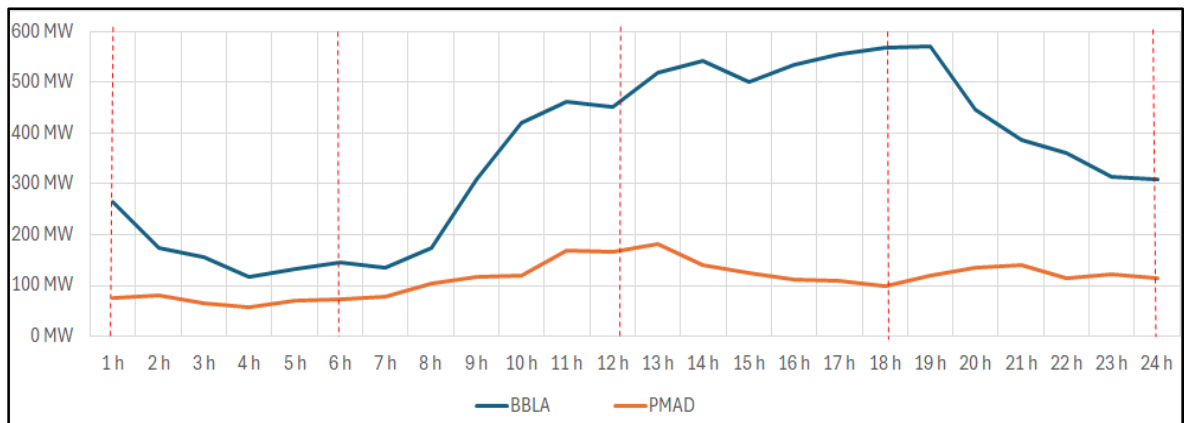


Gráfico 5.2.1-A- Potencias óptimas horarias a agregar en los nodos PMAD y BBLA.

De este análisis se desprende que la capacidad de generación eólica óptima a instalar en forma directamente vinculada a los dos nodos de estudio varía para cada hora del día considerando la serie de demandas y ofertas tomadas en cuenta. Esa variación se advierte que sigue una correlación con la forma de la curva de demanda y que posee una inclinación clara, por cuestiones topológicas, en favor del nodo Bahía Blanca por sobre el nodo Puerto Madryn.

La relación entre los valores óptimos de ambos nodos es mayor en las horas pico (alcanzando su máximo de 5,7 a la hora 18°, que se corresponde con las 19:00 h) y menor en las horas valle (registrando su mínimo de 1,7 a la 7° hora del día).

Puede apreciarse una curva de valores óptimos horarios relativamente constante en las horas de Valle nocturno, linealmente creciente en las horas Resto de la mañana, linealmente decreciente en las horas Pico nocturnas y relativamente constante en las horas Resto de la tarde. En el nodo Puerto Madryn especialmente, los valores óptimos aumentan secundariamente con las horas que se presentan, en mayor frecuencia, menor disponibilidad de recurso eólico (ver Capítulo 2).

Es importante destacar que los resultados mostraron la conveniencia de aumentar la capacidad de generación de energía eólica en estos nodos, en todos los escenarios que se corresponden a cada hora del día.

Como conclusión, se advierte una marcada correlación entre la potencia óptima a instalar y el valor de la demanda que puede representarse en cuatro franjas horarias o en horas representativas de la curva. Esto permite reducir la muestra de la serie para horas o bandas horarias determinadas para construir una curva simplificada de la aleatoriedad mensual de las variables de oferta del recurso renovable y de la demanda.

5.2.2- Resultados para muestreos de los patrones mensuales

Se resuelve, en este caso, un conjunto de problemas de optimización simultánea para los mismos precios y PI del caso anterior, pero ahora para encontrar la potencia óptima que debería instalarse en cada mes del año. Los valores de la serie de escenarios son tomados a la 1°, 7°, 13° y 19° horas del día. Los resultados de estas modelaciones arrojan ahora nuevas potencias óptimas a agregar en cada nodo analizado y se resumen en la tabla que acompaña al Gráfico 5.2.2-A.

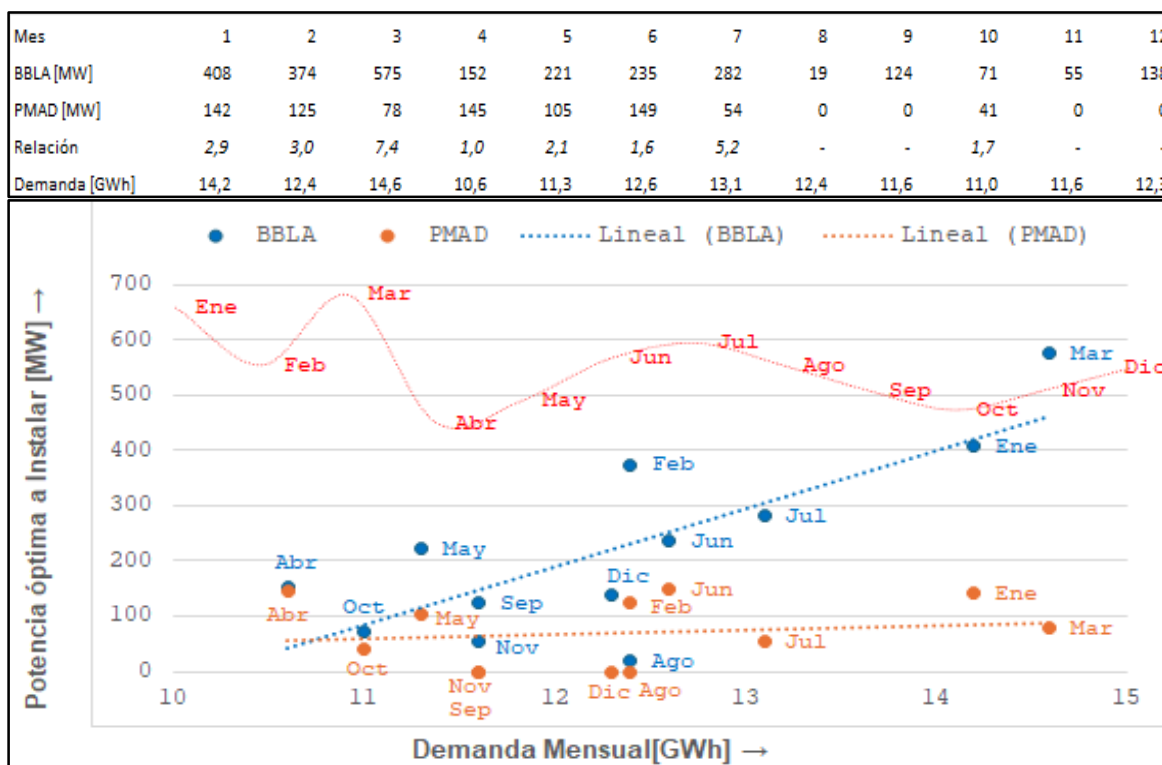


Gráfico 5.2.2-A- Potencias óptimas mensuales a agregar en los nodos PMAD y BBLA.

De este nuevo análisis se observa que la capacidad de generación eólica óptima a instalar varía también considerablemente para cada mes del año. Se ve ratificada la fuerte correlación con la forma de la curva de demanda y el favoritismo por el nodo Bahía Blanca. La relación entre los valores óptimos fue considerablemente mayor en el mes de marzo, el cual registró un récord histórico de demanda, observándose meses en los que, a diferencia de considerar muestras independientes para cada hora, no resulta factible ninguna agregación de potencia eólica adicional en el nodo Puerto Madryn.

La curva de demanda para cada mes (curva roja del Gráfico 5.2.2-A), que tiende a ser ondulada, en el año de estudio (2023) mostró un pico pronunciado en marzo debido a registros récord de demandas, donde también se dio un récord de faltante de agua en el SADI.

Los meses de agosto y septiembre fueron meses de alta generación hidroeléctrica en la región del Comahue y con altos registros de generación eólica en la región Patagonia, en la que se observan meses sin lugar a instalación de más generación eólica desde el punto de vista de costos del sistema. Como conclusión, se confirma que la principal correlación a considerar sobre la potencia óptima a instalar señala a la demanda que puede presentarse en el período de análisis. Nuevamente, estos resultados permiten ahora atender consideraciones para extender el período de las curvas de oferta y demanda en el siguiente caso, de alcance semestral.

5.2.3- Resultados para muestreos de los patrones semestrales

Por último, se extiende el período de optimización a los semestres comprendidos entre los años 2021 y 2023, nuevamente aplicado al mismo problema (mismos precios y PI). Par ello se tomaron series de valores que contemplan cuatro horas del día durante una semana de cada mes del semestre. En este caso se contemplaron distintos precios para la energía renovable puesta a disposición en los PI. Los resultados de estas modelaciones se resumen en la siguiente tabla.

Período	Precio 33 \$/MWh		Precio 36 \$/MWh		Precio 40 \$/MWh	
	P _{BBLA}	P _{PMAD}	P _{BBLA}	P _{PMAD}	P _{BBLA}	P _{PMAD}
1° Sem 2021	101 MW	0 MW	46	0	0 MW	0 MW
2° Sem 2021	86 MW	29 MW	52 MW	0 MW	0 MW	0 MW
1° Sem 2022	193 MW	56 MW	109 MW	65 MW	0 MW	0 MW
2° Sem 2022	174 MW	90 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
1° Sem 2023	242 MW	114 MW	134	73	0 MW	0 MW
2° Sem 2023	133 MW	0 MW	4 MW	0 MW	0 MW	0 MW

Estos últimos resultados dejan ver que, el análisis de la potencia óptima a instalar, desde el punto de vista del costo total del sistema, no puede determinarse adecuadamente para períodos tan largos sin tomar muestras que tornen inmanejable computacionalmente la solución del problema en forma determinística, por lo debe contemplarse la resolución como un conjunto de soluciones de un problema estocástico. En resumen, puede destacarse que:

- La modelación de los diferentes escenarios debe capturar la aleatoriedad de los patrones horarios y estacionales de la curva de carga y de los recursos.
- Se debe tener en cuenta la mayor cantidad posible de crónicas pasadas para contemplar escenarios con fenómenos climáticos.
- Los resultados de optimización no pueden expresarse en forma determinística, sino como un conjunto de soluciones distribuidas probabilísticamente.
- Cuanto más detallada sea la serie temporal, más convergentes serán las soluciones determinadas aleatoriamente en forma determinista.

5.2.4- Determinación de los patrones de la muestra tomar

Para optimizar la potencia a instalar la muestra a tomar considerará valores horarios al azar de doce bandas horarias del día para cada uno de los meses del año. De este modo se captura en cada serie los patrones horarios y mensuales de la demanda y la oferta de los recursos renovables. Para ello se utilizará la función *randi* de *Octave* que genera números enteros pseudoaleatorios uniformemente distribuidos, comprendidos dentro de un rango ingresado como parámetro. Así, ordenando adecuadamente los datos post operativos del SADI, se obtendrá una serie de muestras aleatorias que capturen de la mejor manera posible los patrones de aleatoriedad de las variables de análisis. Cabe destacar que los nodos que cuentan con mayores registros de crónicas son los nodos Diadema y Puerto Madryn. Muchas crónicas se han debido obtener de extrapolar nodos vecinos, ya que muchos de los parques eólicos simulados fueron puestos en servicio en el período analizado (2021-2023).

5.3- Caso 1: Optimización de 2 Nodos Sin Capacidad Remanente

Se aplica el modelo desarrollado de optimización para determinar si existe, desde el punto de vista del costo variable de operación del sistema, la conveniencia de agregar generación eólica adicional en dos nodos de 132 KV- Puerto Madryn (PMAD) y Bahía Blanca (BBLA)- en los que se supone que no existe capacidad adicional para otorgamiento de prioridad de despacho. El modelo aquí desarrollado contempla la disponibilidad de potencia en lugar de la energía entregada, lo que no es lo mismo que la capacidad de potencia instalada. Asumiendo precios típicos de energía eólica *on-shore* como costos para plena disponibilidad de despacho sin restricciones, estos valores son perfectamente trasladables al modelo propuesto, en el que se reconoce la remuneración por la energía puesta a disposición.

Los escenarios considerados analizan los resultados obtenidos en función de la variación del precio de energía renovable *on-shore* tomado como referencia, estimado en 33 \$/MWh y de la variación de la demanda. El siguiente cuadro muestra los escenarios considerados.

	Demanda de referencia	Aumento 10 % de la demanda
Precio de Referencia	Escenario 1	Escenario 2
Aumento del 10% del precio de referencia	Escenario 3	Escenario 4
Precio alto	Escenario 5	Escenario 6
Precio bajo	Escenario 7	-
Precios de referencia distintos en cada nodo	Escenario 8	-

Los nodos objeto análisis son:

- Puerto Madryn 132 KV (PMA1);
- Bahía Blanca 132 Kv (BBA1).

Ambos nodos hoy operan saturados con vertidos recurrentes.

Para la obtención de los rangos de optimización se tomaron 144 despachos horarios de los últimos 3 años al azar y se simuló, con el modelo de cálculo propuesto, un redespacho conjunto de las series para ajustar en forma determinística la potencia óptima a instalar en cada nodo de estudio. La repetición de estas series se realiza hasta una cantidad de veces suficiente para mostrar la convergencia y dispersión de los valores calculados. Para el sorteo de las series se tomó aleatoriamente del lapso analizado:

- Un paso estacional mensual: por cada mes del año se tomó una curva horaria aleatoria, pudiendo, cada mes, pertenecer aleatoriamente a cualquiera de las crónicas anuales.
- Un paso horario de dos horas: los datos horarios de demanda y despachos se agruparon de a dos horas contiguas del día (la 1° y 2° hora, la 3° y la 4°, etc.) sorteándose una de ellas. Cada hora seleccionada pertenece a una franja horaria y mes determinados, para cualquiera de los tres años.

De esta manera se obtuvieron al azar 12 horas del día para cada uno de los doce meses de un año, totalizando 144 escenarios cuyos DCOPF solo se relacionan con el valor de la potencia de generación eólica óptima a instalar en cada nodo analizado, no teniéndose en cuenta el efecto de tipo de día (laborable o no laborable) ni la cantidad de días de cada mes. La resolución de cada serie demandó un tiempo de cálculo de unos 2.5 minutos aproximadamente, resultando la realización de 100 sorteos una cantidad aceptable en convergencia de resultados. Cabe aclarar que si bien es posible agregar una variable objetiva de parada del programa (por ejemplo, verificando que, en cada punto a optimizar, el valor medio del conjunto de soluciones no varíe más de un cierto porcentaje), se utilizaron 100 repeticiones que tomaron aproximadamente unas cuatro horas de cálculo, obteniendo una distribución apreciable de los resultados y un desvío de los valores óptimos medios calculados no mayor del 5% entre distintas corridas. Las restricciones particulares aplicadas a este caso fueron:

- 1- El costo de la generación agregada que resulte vertida no debe superar un valor determinado, representativo de un canon de construcción de una línea de 500 kV en un período de 15 años.
- 2- La energía vertida de la generación agregada en cada nodo debe ser menor a la energía entregada al sistema por ésta.

Para la determinación del monto máximo admisible en energía vertida, se adoptó como referencia un valor de 370.000.000 \$ que representa el costo de inversión para ampliación de la capacidad de transporte del proyecto del corredor de 500 kV “Vivoratá- Plomer”, según Resolución 507/2023 de la Secretaría de Energía de la Nación [\[SSE-20\]](#), la que estima un costo similar, de 408.000.000 \$, para la construcción de una corredor entre los nodos Puerto Madryn- Choele Choel- Bahía Blanca en el mismo nivel de tensión.

No se tuvieron en cuenta costos de operación y mantenimiento ni cálculos financieros para determinar la restricción del monto máximo por energía vertida. Se asumió, en cambio, un monto horario simplificado, resultante de dividir el monto de inversión por la cantidad total de horas en un período de inversión de 15 años.

Las ecuaciones de restricción a agregar a la función objetivo presentada en el punto 5.1 son:

$$- (Cr * EV_1 + EV_2) \leq H * 370.000.000 / (15 * 365 * 24)$$

donde:

- EV_1, EV_2 son las energías vertidas en cada nodo analizado en las H horas usadas para serie optimizada.
- Cr es el costo de la energía renovable.

$$- EA_1 > EV_1$$

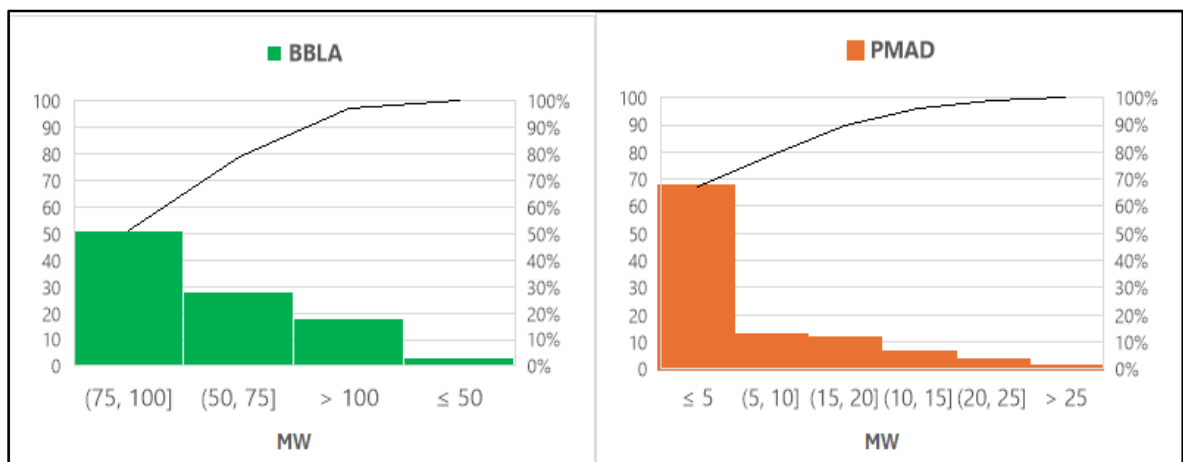
$$- EA_2 > EV_2$$

donde:

- EA_1, EA_2 son las cantidades de energía adicional en cada nodo en las H horas usadas para serie optimizada conforme se definieron en 3.1.2.

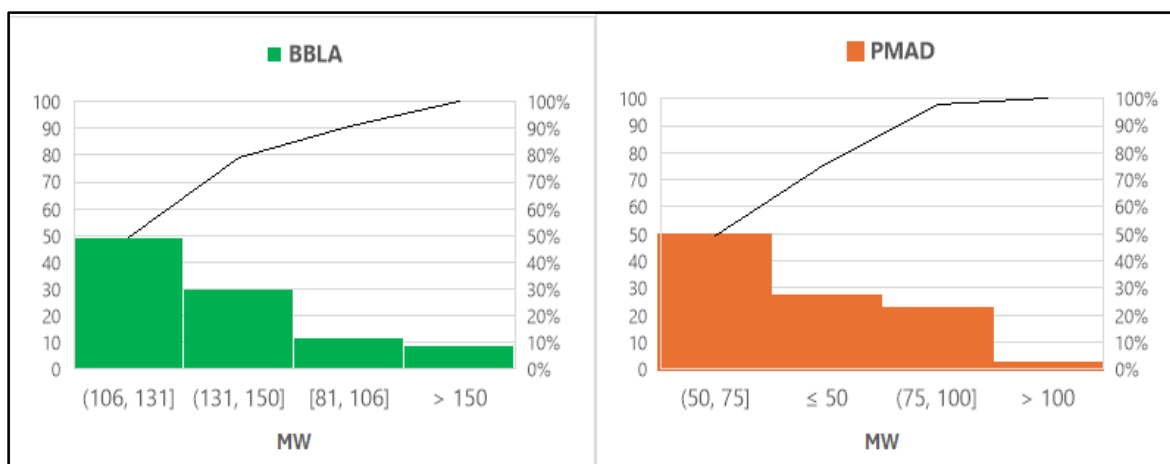
5.3.1- Escenario 1: Costo de la energía eólica disponible de 33 \$/MWh

Las series de resultados obtenidos mostraron una distribución de potencias centrada entre los 80 MW en el nodo Bahía Blanca (BBLA) y menor a 5 MW en el nodo Puerto Madryn (PMAD); nula en la práctica. La frecuencia acumulada de óptimos para el nodo BBLA abarca el 75% en potencias entre 50 y 100 MW.



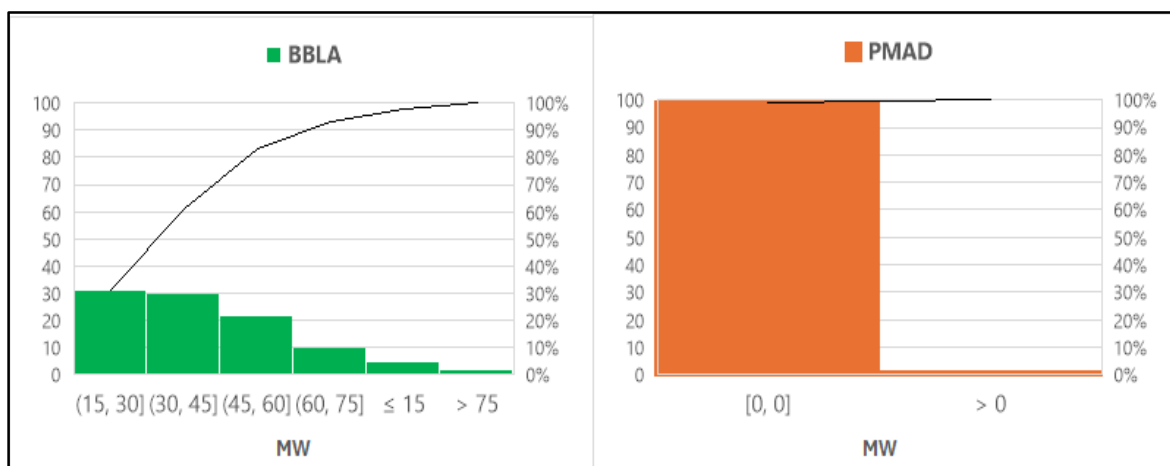
5.3.2- Escenario 2: Costo de la energía eólica disponible de 33 \$/MWh y aumento de demandas del 10%.

Sobre el mismo escenario, pero con un aumento homogéneo de la demanda de 10% en todos los nodos, se corroboró que las distribuciones de potencias óptimas se vinculan fuertemente con la demanda de manera no lineal, arrojando valores en el nodo BBLA que concentran ahora su rango percentil de 75% en el piso de los valores medios obtenidos para la demanda base, y para el nodo PMAD, cuya vinculación al resto del sistema puede considerarse radial, los valores óptimos calculados equivalentes al aumento de la demanda de dicho nodo.



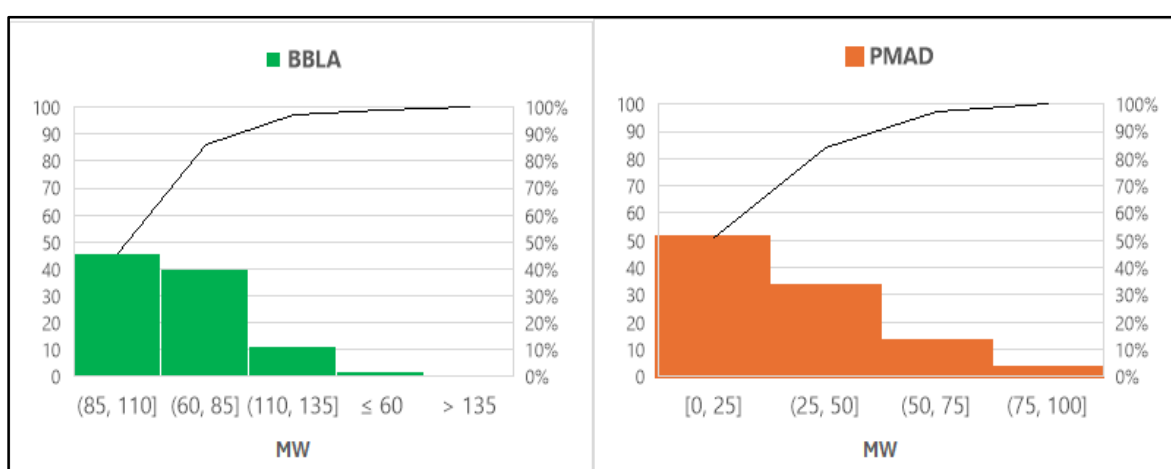
5.3.3- Escenario 3: Costo de la energía eólica disponible de 36.3 \$/MWh

Con un aumento del precio del 10% en los dos nodos se corroboró que las distribuciones de potencias óptimas bajaron, no linealmente, a menos de la mitad. Los valores en el nodo BBLA que concentran ahora su rango percentil de 75% tienen su techo en los valores medios obtenidos para el precio de 33 \$/MWh, y para el nodo PMAD se vuelven nulas.



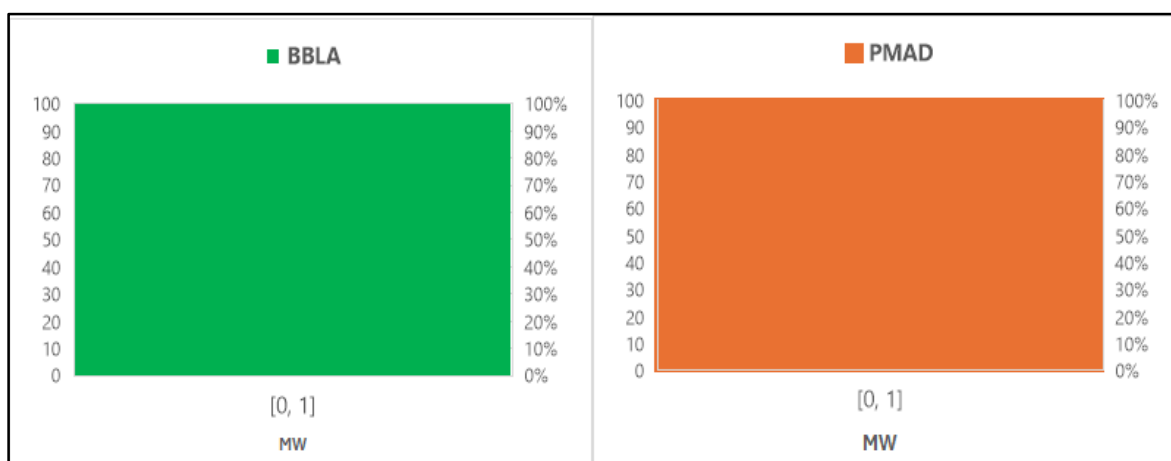
5.3.4- Escenario 4: Costo de la energía eólica disponible de 36.3 \$/MWh y aumento de demanda del 10%

Este escenario mostró, para un aumento del precio de la energía eólica relativo al resto de costos del 10% combinado con un aumento de la demanda del 10%, una mayor dispersión en los resultados. El piso de la distribución de valores en el nodo BBLA puede considerarse igual a 60 MW, el cuál era prácticamente el techo para este precio sin aumento de la demanda. El óptimo de mayor frecuencia en el nodo PMAD fue de 19 MW, mostrando para este precio un aumento de capacidad de potencia óptima a instalar menor al crecimiento de la demanda, a diferencia del Escenario 2 para el que eran coincidentes.



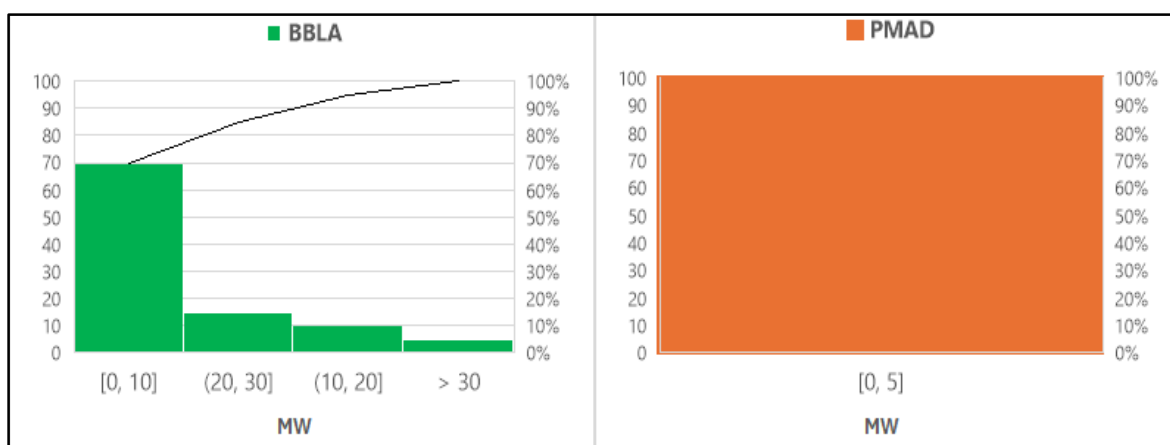
5.3.5- Escenario 5: Costo de la energía disponible eólica de 40 \$/MWh

Para este escenario la viabilidad económica de agregar más potencia eólica en los nodos BBLA y PMAD resultó nula (absolutamente todos los valores de las series aleatorias arrojaron valores iguales a cero).



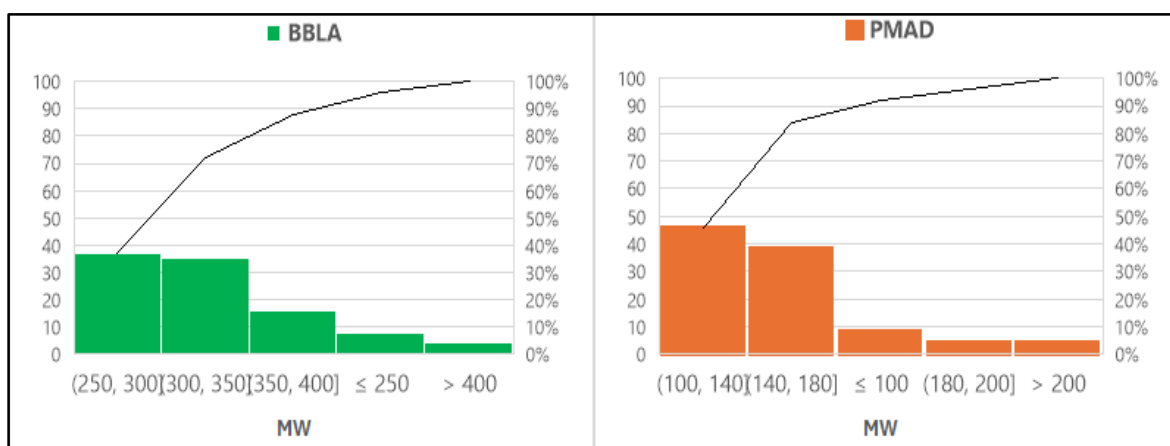
5.3.6- Escenario 6: Costo de la energía eólica disponible de 40 \$/MWh y aumento de la demanda del 10%

Al igual que en el Escenario 4, una combinación simultánea de aumento de la demanda y del precio de la energía arroja una mayor dispersión de valores óptimos y admitidos solo en el nodo BBLA, sugiriendo que, independientemente de la demanda alocada en los nodos de generación que puedan liberar capacidad de transporte en la red, este orden de precio relativo de la energía eólica no presenta ventajas económicas y cualquier aumento debe ser forzado por la búsqueda de metas de descarbonización solamente.



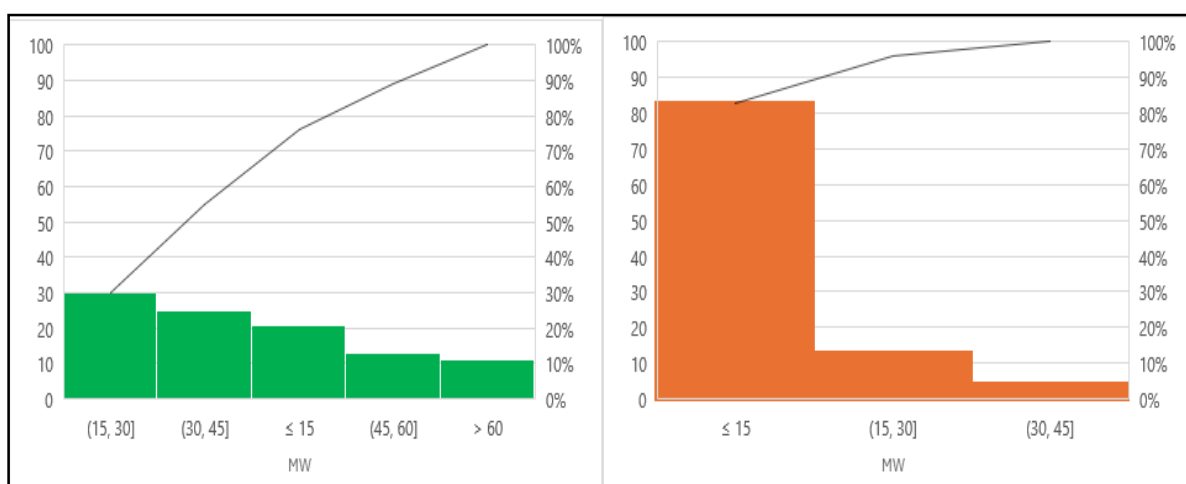
5.3.7- Escenario 7: Costo de la energía eólica de 20 \$/MWh disponible

Una baja del precio de la energía cercana al 50% mostró valores de aceptación de incorporación de energía eólica con condiciones de pago por generación y vertimiento bastante superiores al doble del precio competitivo de 33 \$/MWh. En caso de precios bajos para estos contratos con cláusulas TOP, el factor limitante de incorporación resulta ser la restricción adicional al problema, dada por el grado de vertimiento físico admitido y por monto aceptable de pago por la energía vertida.



5.3.8- Escenario 8: Costos de la energía eólica disponible de 36.3 en nodo BBLA y 33 \$/MWh en PMAD

Este escenario compara un diferencial de precios del 10% entre los dos nodos estudiados mostrando que, aunque el precio para la instalación en el nodo PMAD sea más económico que el nodo BBLA, este último sigue manteniendo, aunque en menor medida, ventaja económica para el conjunto del sistema, aunque la dispersión de valores es mucho más alta sin observarse un rango claro de potencias óptimas.



5.3.9- Comparación de los Escenarios

Si se comparan los escenarios simulados puede observarse que existe un límite claro de precios relativos en los que la incorporación de más capacidad de generación a partir de energía eólica con vertimiento arroja un costo óptimo para el sistema. Dicho límite, además del precio, se ve claramente influenciado por la demanda del nodo y muestra predilección por el nodo BBLA.

A precios promedio de referencia tomados para la energía eólica *on shore*, el nodo BBLA muestra la posibilidad de incorporación de un parque eólico adicional en un rango entre 50 MW y 125 MW centrado en una media 85 MW, mientras que para el nodo PMAD no se observan valores que justifiquen la instalación de otro parque.

Tomando como caso base la demanda simulada y un precio de los contratos PPA de 33 \$/MWh, los Gráficos 5.3.9-A y 5.3.9-B muestran la dispersión de valores obtenidos para una variación de la demanda con un precio de referencia 10% mayor, mostrando como el enjambre de puntos que representa los pares de valores de potencias óptimas a agregar para cada muestra aleatoria tienden bajar con el precio y cómo aumentan y se dispersan con un aumento de 10% en la demanda.

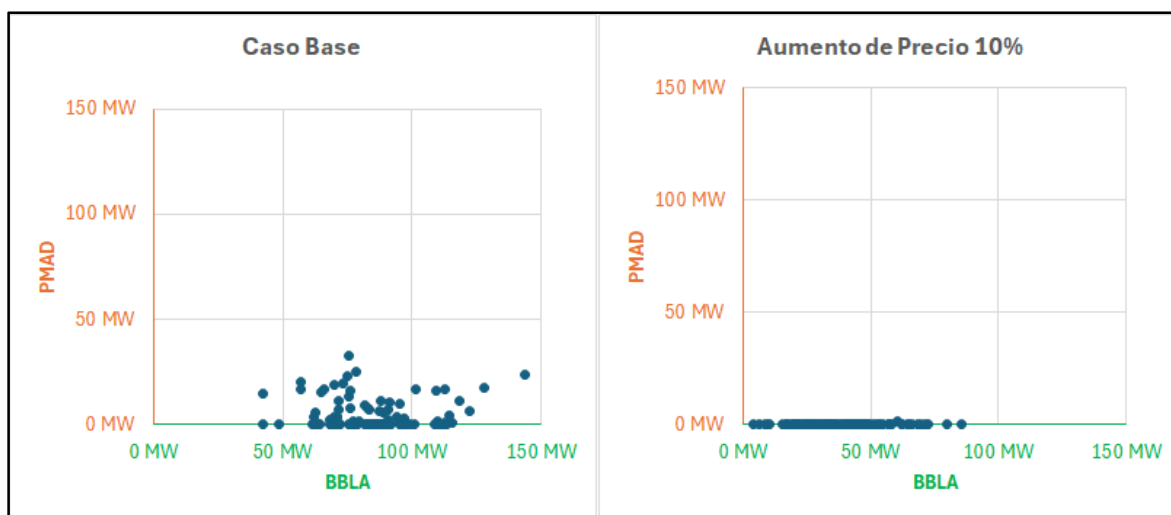


Gráfico 5.3.9-A- Comparación de potencias óptimas a instalar con incremento de precios.

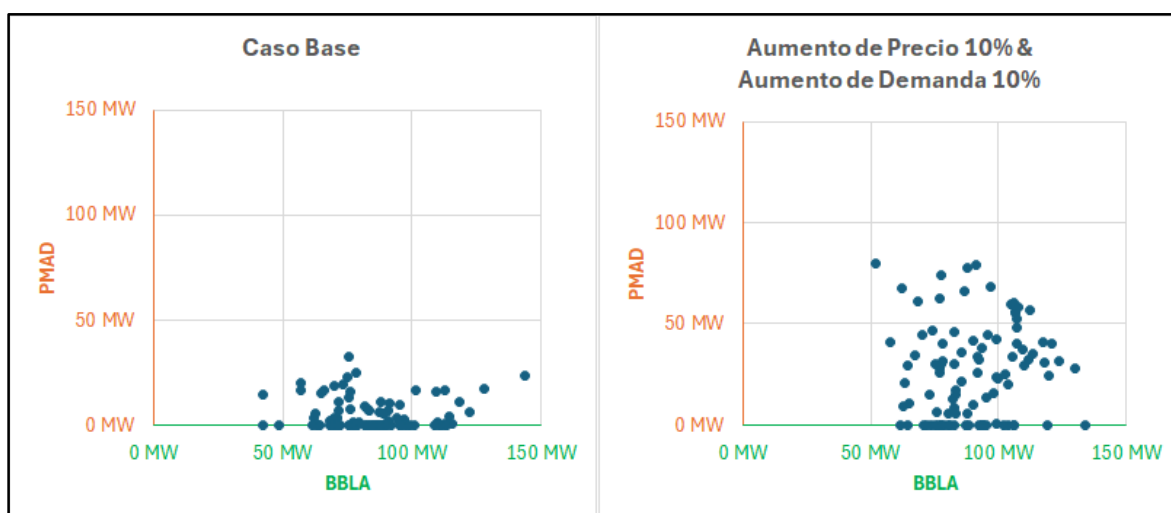


Gráfico 5.3.9-A- Comparación de potencias óptimas a instalar con incremento de precios y demandas

Con precios competitivos en los que se presta lugar a incorporar mayor cantidad de generación eólica con *curtailment*, el incremento de potencia admisible invierte la relación de preferencia entre nodos ante el aumento de la demanda según el siguiente cuadro resumen.

Nodo	P_{media} p/Demanda 100%	P_{media} p/Demanda 110%	Demanda 100%	Demanda 110%	$\Delta P/\Delta D$
BBLA	82 MW	127 MW	515 MWh	566 MWh	0.86
PMAD	5 MW	64 MW	390 MWh	429 MWh	1.51

La variación de precios de la oferta de energía eólica presentó una clara preferencia para adicionar más generación en el nodo BBLA, incluso para precios algo más bajos para el nodo PMAD, y encontrando, para valores relativamente por encima del precio competitivo, poca viabilidad de agregación, siendo nula para un precio 20% mayor. Por el contrario, a costos muy bajos, el límite de la conveniencia de incorporación está fijado por los criterios de razonabilidad de vertimiento del recurso. Los valores obtenidos de potencia óptima a instalar y su rango de distribución desde el percentil 10 hasta el 90 se resumen en la siguiente tabla:

Precio	Nodo BBLA			Nodo PMAD		
	P media [MW]	Per 10% [MW]	Per 90% [MW]	P media [MW]	Per 10% [MW]	Per 90% [MW]
\$ 20,0	312	255	362	140	104	180
\$ 33,0	85	64	113	5	0	16
\$ 36,3	38	19	62	0	0	0
\$ 40,0	0	0	0	0	0	0

A precios alrededor del precio de referencia la potencia de eólica que resulta óptima a instalar en condiciones de vertimiento resultó encontrarse solo en el nodo de 132 KV “Bahía Blanca”. El gráfico 5.3.9-C muestra los óptimos obtenidos de escenarios al azar para cada precio analizado.

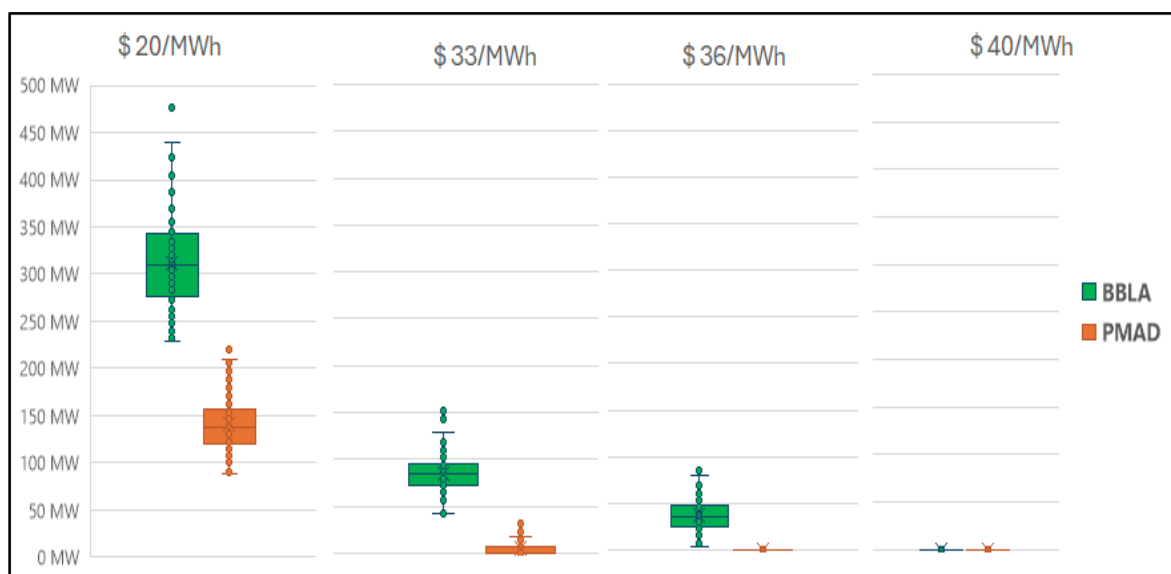


Gráfico 5.3.9-C- Potencias óptimas a instalar en nodos PMAD y BBLA para distintos precios de energía disponible.

5.4- Verificación del Método de Optimización

Para validar los valores obtenidos en el modelo se realizó un redespacho para cada hora en todo el período de estudio y los resultados fueron evaluados de dos formas:

- Mediante el Costo Variable de Producción de máquinas térmicas y costo PPA+TOP de la energía eólica adicionada.
- Mediante Costo Marginal para las máquinas térmicas y costo PPA+TOP de la energía eólica adicionada.

A su vez, esta validación se aplicó a los siguientes escenarios del Caso 1:

- Escenario 1: Costo de la energía eólica disponible 33 \$/MWh.
- Escenario 3: Costo de la energía eólica disponible 36.3 \$/MWh.

En la teoría económica del costo marginal, el costo de la energía eléctrica resulta igual al costo variable de producción de la última unidad de generación despachada que se obtiene en cada optimización horaria de la función *glpk* de *Octave*. Multiplicando la energía horaria generada por las máquinas térmicas por el costo marginal y sumando el costo de la energía puesta a disposición por los generadores agregados simulados, se obtienen los términos de la suma que resultará como costo variable de producción del sistema para todo el período analizado. Es importante destacar que este precio no toma en cuenta los costos de los generadores renovables, hidroeléctricos, nucleares, así como los autogeneradores y cogeneradores que fueron considerados despachados por la base, ya que la sustitución de dicha generación no resulta de interés.

5.4.1- Escenario 1: Costo de la energía eólica disponible 33 \$/MWh

El principal objetivo de instalar generación de fuentes de energías renovables es la descarbonización de la matriz energética, por ende, resulta sumamente importante observar la influencia que tiene la instalación de mayor potencia que no se puede almacenar y debe ser vertida en situaciones de congestión de la red de transporte. Comparando los resultados simulados en los escenarios planteados (con distintos valores de potencia adicional en cada nodo) puede medirse la contribución de ello con este objetivo cuando la red se encuentra no cuenta con capacidad de transporte suficiente para el despacho simultaneo a máxima potencia de todos los parques eólicos (factor de simultaneidad 1). En el Gráfico 5.4.1-A se presenta para el Escenario 1, la Energía Eólica Adicional y la Energía Eólica Vertida en cada uno de los nodos optimizados para un costo de 33 \$/MWh, donde puede observarse un vertido que alcanza máximos del 6% en el nodo BBLA y 17% en el nodo PMAD. No obstante, el interés de este trabajo se centra en observar la influencia sobre los costos variables de generación eléctrica al sobrepasarse la capacidad de despacho de la generación renovable con capacidad de producción plena (o máxima simultánea).

El Gráfico 5.4.1-A muestra, para un costo de 33 \$/MWh de energía eólica, la variación del CVP de las máquinas térmicas en conjunto con los costos PPA de la generación eólica con cláusula TOP (curva CVP y PPA). Se han representado estos resultados de dos maneras: a la izquierda, sobre el eje vertical, el costo CVP+PPA, y sobre el eje horizontal, la potencia instalada en el nodo PMAD, obteniéndose una serie de curvas para cada valor de potencia instalada en el nodo BBLA; y a la derecha, sobre el eje vertical, los costos, mientras que en el eje horizontal los pares de valores de potencias de cada nodo.

En ambas formas de representación puede apreciarse como los costos variables de producción del sistema, primeramente descienden y posteriormente aumentan a medida que aumentan las potencias instaladas y el nivel de *curtailment*. Se verifica, como principal conclusión, que más allá de la importancia de hallar un valor óptimo, este método, si bien es extremadamente tedioso en tiempos de cálculo, permite apreciar que existe un amplio rango de potencias que pueden agregarse sin encarecer el costo de energía del sistema y aumentando la participación de energías renovables en la matriz energética, aunque su aprovechamiento no resulte pleno.

Complementariamente, se advierte que, aun teniéndose costos por encima de los costos de base (sin *curtailment*) la influencia en el costo total resulta muy pequeña, aunque estos valores no aseguran las restricciones impuestas en el proceso de optimización para limitar el margen y costo de la energía vertida, como sí ocurría en 5.3.

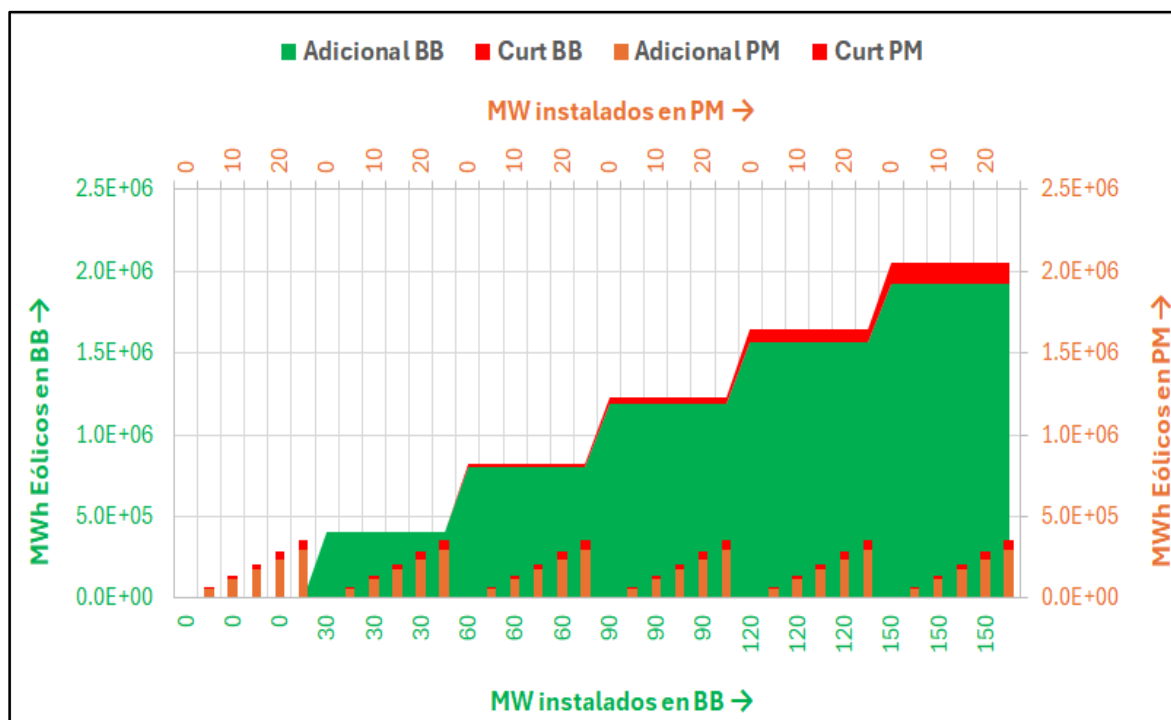


Gráfico 5.4.1-A- Energía adicional y vertida para distintas potencias agregadas en BBLA y PMAD.

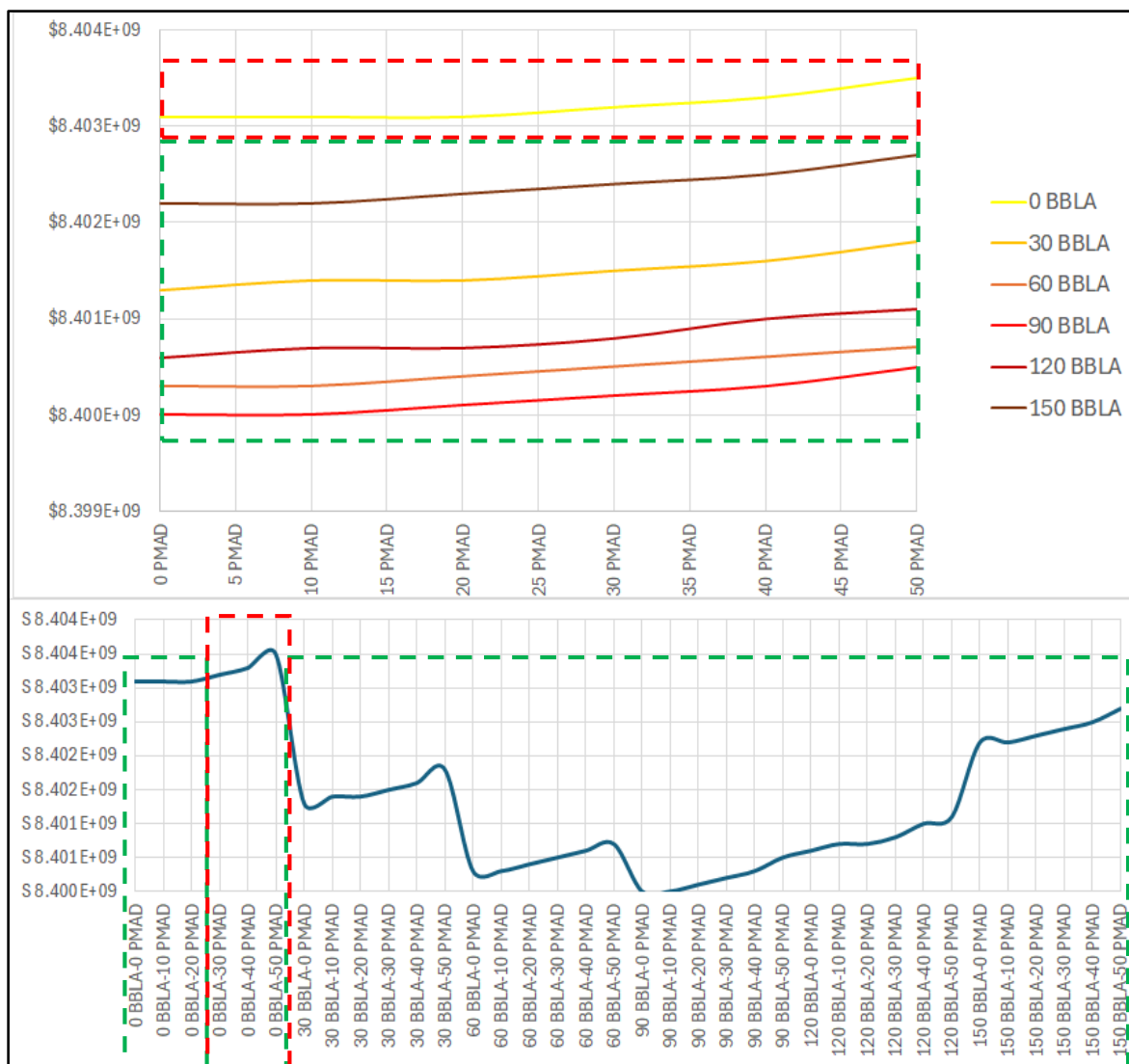


Gráfico 5.4.1-B- Costo de la energía para potencias agregadas en los nodos BBLA y PMAD.

El mínimo costo del sistema calculado mediante el redespacho simulado para cada hora de los últimos tres años con agregación de potencia eólica en los nodos Puerto Madryn y Bahía Blanca resultó, considerando los costos variables de producción, de 90 MW para el nodo Bahía Blanca y de un rango entre 0 y 10 MW para el nodo Puerto Madryn. Considerando los pasos de potencias agregadas en cada nodo para la combinatoria calculada, se observa que estos resultados coinciden aceptablemente con el valor medio previsto en las series aleatorias de optimización.

El Gráfico 5.4.1-C muestra, para el mismo costo de energía eólica, la variación del costo de generación de las máquinas térmicas, valuado al CM y al CVP, en conjunto con los costos PPA de la generación eólica con cláusula TOP, viéndose un margen superior de vertimiento sin reflejar un aumento en el costo para la demanda, dado los bajos valores de vertido que se obtuvieron y el hecho de que puede considerarse que la energía desplazada corresponde a la máquina térmica marginando.

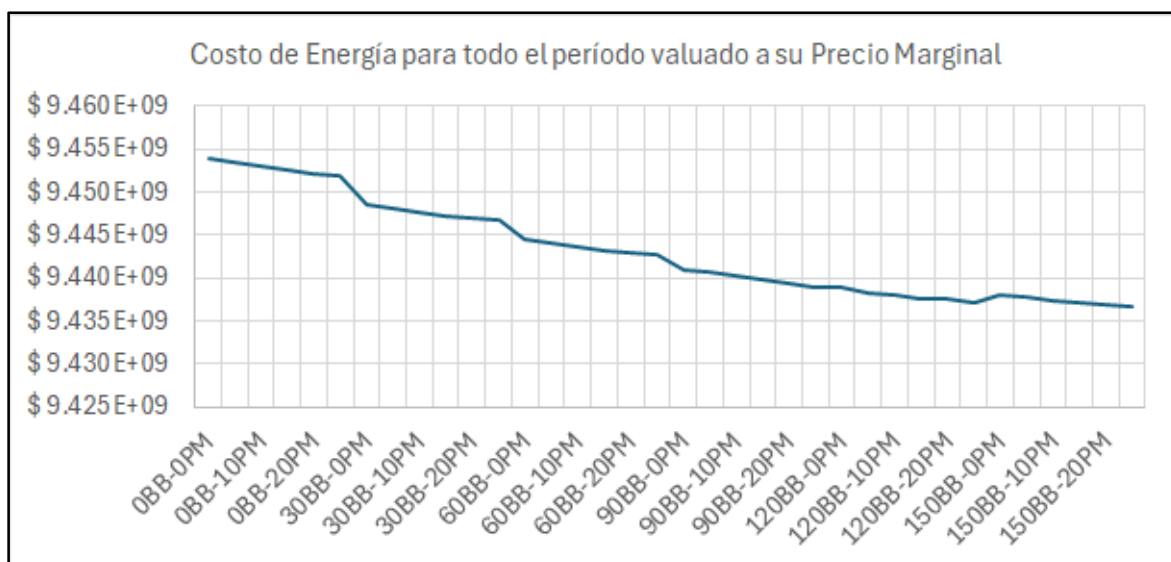


Gráfico 5.4.1-C- Costo marginal de la energía para distintas potencias agregadas en BBLA y PMAD.

5.4.2- Escenario 3: Costo de la energía eólica disponible 36.3 \$/MWh

Si los costos PPA con cláusula TOP de la generación eólica adicionada se incrementan un 10%, conforme se muestra en el Gráfico 5.4.2-A, las curvas del Gráfico 5.41-A no varían. En este caso el costo total tiende a incrementarse más rápidamente dejando un menor margen a la incorporación de más generación. No obstante, aunque cualquier incorporación de potencia adicional en el nodo PMAD resulta en un aumento de costo para el sistema, esta se ve compensada por la instalación de márgenes de generación en el nodo BBLA. Ello último resulta importante destacar, ya que la instalación óptima desde el punto de vista técnico y desde el punto de vista económico pueden no coincidir con puntos de vista prácticos, como puede ser, por ejemplo, la disponibilidad de terrenos, la posibilidad de incorporar nuevos campos de una estación transformadora para la conexión de nuevas líneas, etc.

Puede advertirse del Gráfico 5.4.2-A nuevamente que, dado el valor discreto del paso usado para la realización de la combinatoria de potencias que se simuló agregadas en los nodos Bahía Blanca y Puerto Madryn, los valores mínimos de costos se dan para 40 MW y 0 MW respectivamente, siendo 38 MW y 0 MW los valores medios previstos en la serie de resultados arrojada por la optimización en 5.3, validándose nuevamente el método empleado.

Resulta importante ver el Gráfico 5.4.2-A que muestra cómo se amplía lo mostrado por el Gráfico 5.4.2-B, observándose que, aun a costa de haber aumentado el costo variable de producción total de todo el período, un aumento del 10% del precio de estos contratos puede, sin embargo, seguir generando una reducción del costo para la demanda si éste es valuado según el criterio del costo marginal.

Si bien esto último puede representar una señal económica interesante para la contractualización de la energía, debe tenerse presente que ello solo resultaría aceptable para la parte compradora del contrato si el costo de la energía vertida es sociabilizado mediante un mecanismo de compra conjunta.

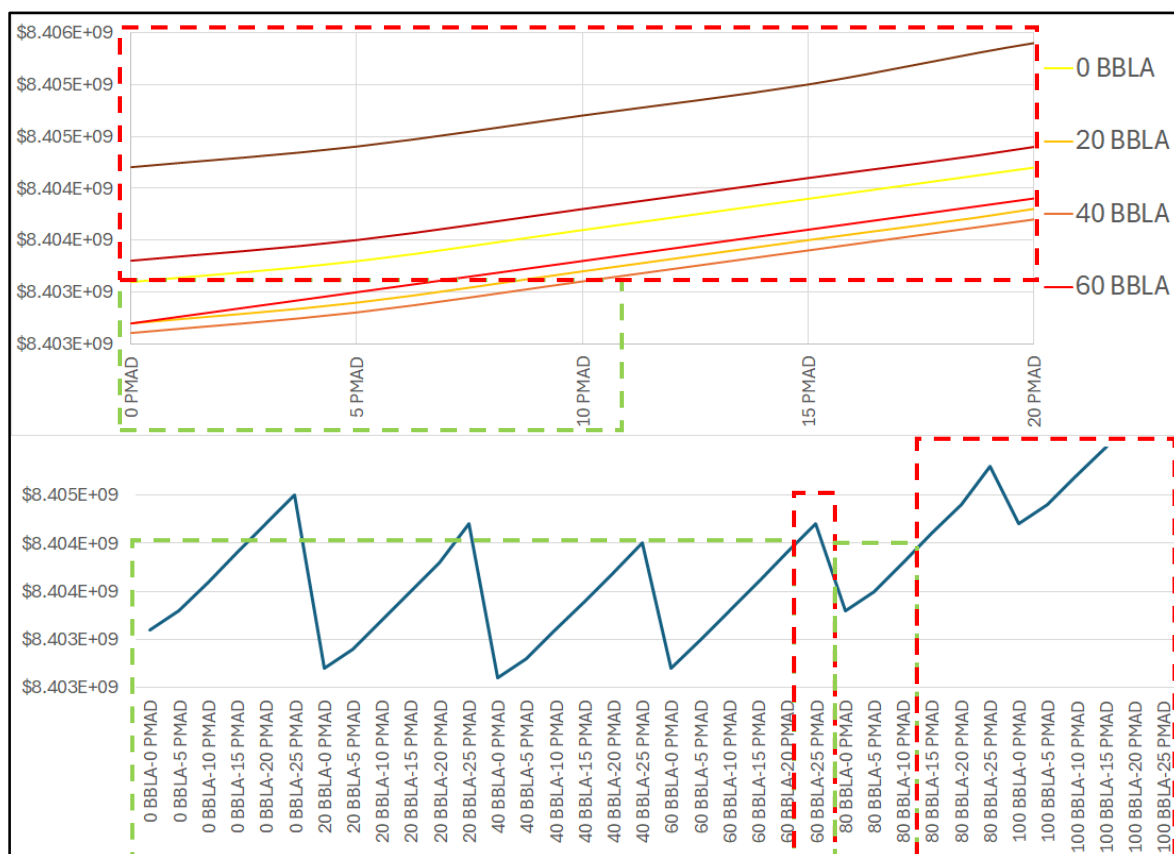


Gráfico 5.4.2-A- Costo variable de producción de la energía para distintos valores de potencia agregada en los nodos BBLA y PMAD.

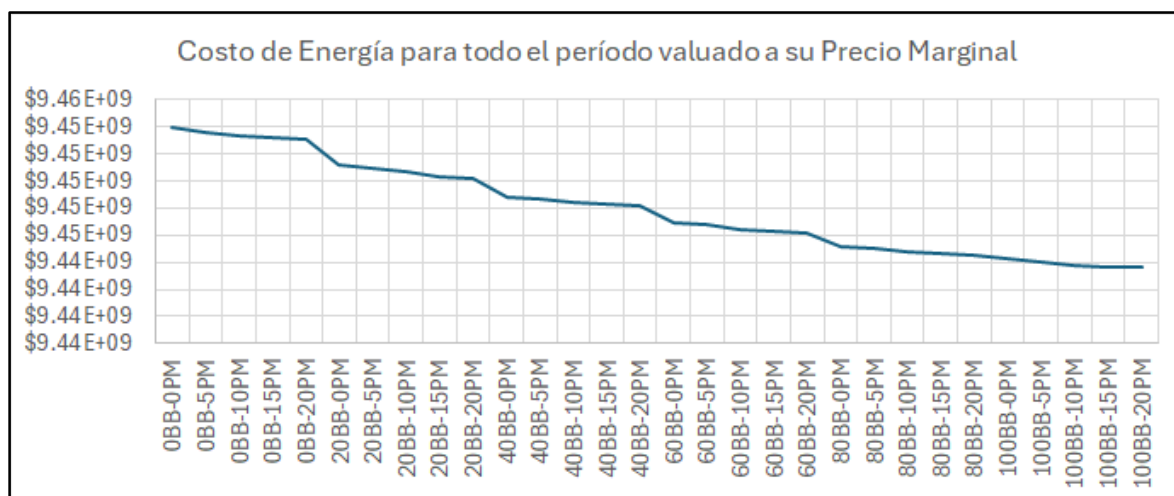


Gráfico 5.4.2-B- Costo de todo el período valuado al precio marginal de la energía para distintos valores de potencia agregada en los nodos BBLA y PMAD.

5.4.3- Comparación de escenarios

Comparando los costos variables acumulados en el periodo analizado pueden obtenerse tres conclusiones importantes:

1. Se verifica en los dos escenarios simulados la validez de los valores medios obtenidos en la optimización.
2. En ambos escenarios se verifican zonas no necesariamente óptimas, pero sí convenientes económicamente para la incorporación de energía eólica adicional, cuyos rangos dependerán del costo de dicha energía.
3. Si el mercado se desarrolla conforme la teoría de costo marginal para la formación precio de la energía, los valores de aceptación de vertimiento observados resultaron ser considerablemente mayores a los aceptados de acuerdo al costo variable de producción conformado por las unidades generadoras despachadas incluidos los costos de cláusulas TOP de la energía eólica adicionada.

5.5 – Caso 2: Aplicación del Modelo para Optimización Multinodal

En este caso se le aplica el modelo de optimización para agregación de generación eólica en siete nodos, también en el nivel de 132 KV, que representan los siguientes nodos del SADI: Puerto Madryn, Patagonia, Río Santa Cruz, Bahía Blanca, Vivoratá, Necochea y González Chávez. No obstante, se debe tener presente que la red modelada no refleja con el detalle necesario los nodos del SADI representados, siendo éstos una representación simplificada.

Para esta optimización se analizan los siguientes escenarios:

- Escenario 1: Costo de la energía eólica de 33 \$/MWh disponible.
- Escenario 3: Costo de la energía eólica de 36.3 \$/MWh disponible.

Las restricciones particulares aplicadas a este caso fueron:

- 1- El costo de la generación agregada que resulte vertida no debe superar un valor determinado, el cual se mantuvo igual al del Caso 1. Agregar una restricción económica para cada nodo requeriría incorporar criterios complejos de desarrollo de la red que escapan al objeto de esta investigación.
- 2- La energía vertida de la generación agregada, en este caso, del conjunto de nodos, debe ser menor a la energía entregada al sistema por éste. Es decir, vistos los resultados del Caso 1, en los que se obtuvieron valores razonables de *curtailment* en cada PI, no se consideró necesario establecer esa restricción para cada uno de los nodos eólicos a optimizar.

5.5.1- Escenario 1: Costo de la energía eólica de 33 \$/MWh disponible

Los valores de potencia que arrojaron las series de optimizaciones sobre las variables aleatorias modeladas en los nodos simulados mostraron que la oferta de energía eólica que se simulaba en los nodos saturados se traslada a nodos con mayor capacidad de transporte quedando el nodo BBLA con una capacidad de instalación residual y el nodo PMA1 con nula capacidad para desarrollar nuevos parques eólicos.

Los nodos SCRÚ y VIVO (Santa Cruz Norte y Vivoratá), al vincularse a la red de 500 KV mediante transformadores de 132/500 kV, fueron los que absorbieron mayormente la oferta de “generación eólica económica”. Se destacan los valores admisibles que mostró, en esta simulación, el nodo Necochea (NECO), ya que, en la zona atlántica, en un escenario de pico para el factor de simultaneidad registrado podría ingresar en dicho punto, una potencia similar, bajo el riesgo posible de limitación de su producción [MEC-17] con las limitaciones existentes de la red. Esta metodología de evaluación de capacidad de otorgamiento de prioridad de despacho referencial permite la incorporación de 21 MW (21%) adicionales al nodo González Chávez (GCHA), cuando la capacidad de transporte de las líneas que lo vinculan a ambos lados de éste es igual al límite térmico de las mismas.

Nodo	BBLA	VIVO	NECO	GCHA	PMA1	PATA	SCRÚ
Media	15 MW	537 MW	372 MW	21 MW	0 MW	151 MW	681 MW
Desv. Std.	16 MW	127 MW	142 MW	34 MW	0 MW	28 MW	37 MW

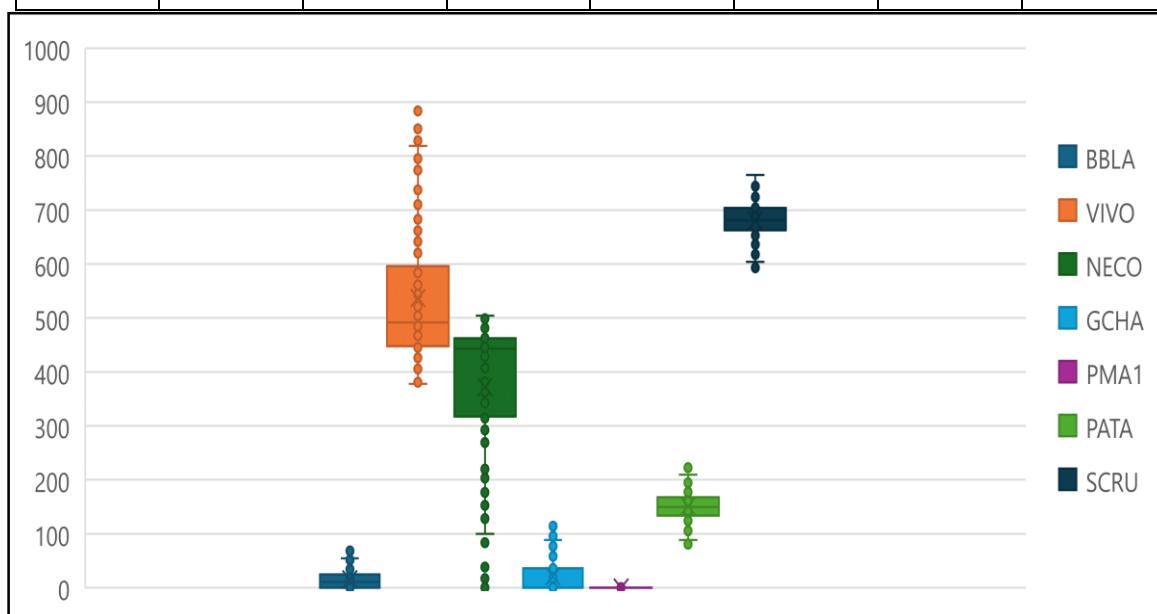


Gráfico 5.5.1- Potencias óptimas a agregar en los nodos seleccionados para precios de 33 \$/MWh.

5.5.2- Escenario 2: Costo de la energía eólica de 36.3 \$/MWh disponible

Para un costo de la energía eólica un 10% superior los valores de potencia en los nodos simulados mostraron una distribución muy similar, quedando el nodo BBLA con una capacidad de instalación nula, al igual que el nodo PMA1. Los nodos SCRUI y PATA vieron disminuida la oferta de “generación eólica económica” en un orden algo mayor al aumento del precio, observándose la disminución más significativa en el nodo VIVO, del 25%. Se destacan nuevamente los valores admisibles que mostró el nodo NECO, que a contramano de los nodos restantes se vio favorecido por el desplazamiento de la oferta de energía renovable en otros nodos, debido al mayor precio de la oferta térmica allí instalada. En el caso del nodo González Chávez (GCHA) la capacidad de instalación obtenida se redujo a un valor residual de 9 MW, con una dispersión apreciable de 22 MW.

Nodo	BBLA	VIVO	NECO	GCHA	PMA1	PATA	SCRUI
Media	0 MW	404 MW	390 MW	9 MW	0 MW	130 MW	583 MW
Desv. Std.	2 MW	100 MW	100 MW	22 MW	0 MW	27 MW	49 MW

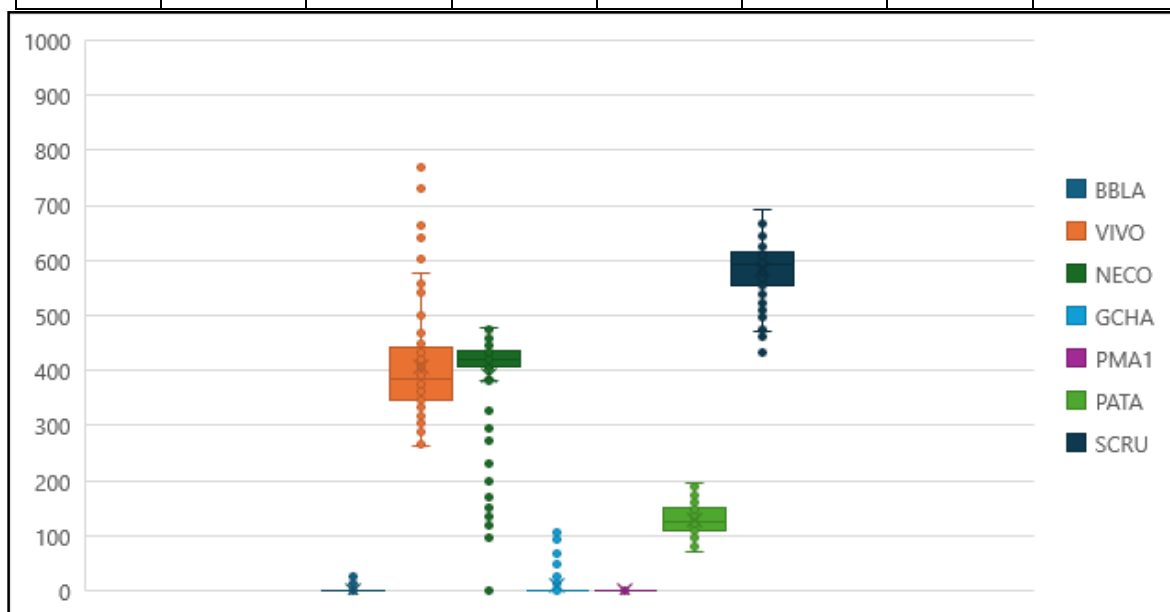


Gráfico 5.5.2- Potencias optimas a agregar en los nodos seleccionados para precios de 36.3 \$/MWh.

5.5.3- Comparación de Escenarios

La principal observación que surge en la optimización multipunto es que los nodos que en el Caso 1 no mostraban capacidad remanente, trasladaron esa capacidad hacia nodos con mejor ubicación, y a diferencia del Caso 1, la diferencia de potencia óptima a instalar entre los dos escenarios mostró una disminución de solo 14% ante un aumento de precio, encontrándose una reubicación de potencia ante la ampliación de nodos PI.

6- CONCLUSIONES

A raíz de los resultados obtenidos en el Capítulo 5, los objetivos de este trabajo, que pretenden encontrar los márgenes aceptables para incorporación de generación eólica adicional en nodos de la red que actualmente se encuentran saturados, han sido logrados con el modelo de optimización lineal propuesto.

Pudo determinarse la distribución de las soluciones supeditadas a los parámetros de consideración económica de interés para la planificación, como los son el impacto del costo de la energía renovable y del costo para descongestionar los cuellos de botella en la red de transporte, las que se corroboraron realizando un extenso trabajo para calcular los redespachos horarios de los tres años de operación para la red modelada en este trabajo, determinando los márgenes técnico-económicos para diseños de mercados contractualizados y con formación por precios marginales donde la energía renovable sin prioridad de despacho plenamente asegurada recibe una remuneración por medio de contratos con opción de *Take or Pay*.

La perspectiva abordada en la planificación del desarrollo del sistema eléctrico permite obtener un resultado óptimo global del sistema en su conjunto sobre la base realista de infraestructura disponible, logrando una mejor explotación de la red de transporte sin aumentar los costos variables de operación por la incorporación de energía renovable. Complementariamente, si bien no es objeto de estudio en este trabajo, dado que los puntos de inyección son los ya existentes, no se estarían violando límites ya definidos ni requiriendo respaldo de potencia rotante adicional, ya que lo único que imprimiría al sistema la agregación de capacidad adicional es el mantenimiento de los límites admisibles de flujos de carga en la red por mayor tiempo, contribuyéndose a las reservas del sistema en los momentos de pico de generación eólica.

Conclusiones generales

La elaboración del trabajo permite realizar una serie de conclusiones particulares sobre la base de los casos estudiados que se listan a continuación.

- Se reformuló matemáticamente una herramienta de planificación basada en optimización lineal que permite tomar decisiones para la explotación de la infraestructura de transporte existente en condiciones subóptimas, con vertimiento de energía eólica, aumentando la participación de fuentes renovables en la matriz energética y sin aumentar los costos variables de operación del sistema.

-
- Se pudo evaluar la robustez del modelo para la resolución del problema utilizando un segundo método de búsqueda sencillo que, empleado en forma iterativa, permitió realizar un redespacho para el período analizado, y que, simulando la incorporación de generación eólica adicional en nodos existentes mediante una combinatoria de valores discretos, mostró muy alta coincidencia de los valores óptimos.

Además de la comparación de ambas metodologías de cálculo pudo concluirse que, a pesar de que ambos métodos arrojan la misma solución óptima, los tiempos de solución son extremadamente largos. No obstante, estos se pueden disminuir en el caso del método de optimización con variables acopladas en el tiempo ajustando el tamaño de la muestra temporal, así como la cantidad de sorteos a realizar y, en el caso del modelo de redespacho con variables desacopladas en el tiempo, reduciendo la combinación de valores e incluso el lapso analizado. Se debe tener presente que el modelo se diseñó de manera de tomar una serie temporal lo más extensa posible, buscando llevar la capacidad de la herramienta de cálculo al límite para obtener la mayor precisión de resolución posible, situación que se verificó con los redespachos realizados para los valores obtenidos.

A pesar del extenso tiempo que toma procesar toda la información analizada mediante el modelo de redespachos, se pueden obtener los costos marginales y los precios sombra que permiten analizar distintos diseños de mercados de energía.

Si bien el modelo fue probado con valores de oferta y demanda despachada, este se puede complementar a los métodos empleados para la programación de la operación del sistema eléctrico y para la generación de pronósticos de demandas y aportes hídricos.

El modelo de optimización puede ajustarse para penalizar la energía vertida, imponer restricciones a ésta y valorarla de manera de compararla frente al costo de ampliación de la red de transporte, lo que contribuye a la planificación integral del sistema.

Fue posible poner en situación de competencia varios nodos a la vez, en los que se simuló capacidad remanente y saturación, encontrándose que existen nodos que, a pesar de no contar con márgenes de incorporación sin vertimiento, siguen ofreciendo capacidad remanente desde el punto de vista de los costos del sistema, mientras que otros nodos con excelentes características para la energía eólica no presentaron dicha posibilidad por la topología de la red.

Si bien este modelo se aplicó a la generación de energía eólica, es perfectamente extrapolable a la aplicación otras fuentes de energía renovables, como la solar fotovoltaica, e incluso a sistemas híbridos en los que se podría simular la incorporación de generación térmica de rápida respuesta en los nodos que se pretenden estudiar.

Conclusiones particulares de los casos estudiados.

- La conclusión principal de este trabajo está dada en que las curvas de vertimiento obtenidas al ampliar la capacidad de instalada de energía eólica en nodos saturados crecen en menor cuantía que la energía que desplazan. En consecuencia, solo tendrá sentido admitir algún grado de *curtailment* cuando el costo de la energía renovable no supere al costo variable de la energía desplazada.

Independientemente del descongestionamiento que pueda ofrecer el aumento de capacidad de transmisión, es el costo de producción de energía lo que define la economía del sistema. De no existir restricción del vínculo, el precio es el único factor decisor. En caso de existir restricción, se debe agregar como elemento de decisión al precio, el vertimiento admisible.

La diferencia principal entre el sistema con una determinada capacidad de transporte y una capacidad de transporte expandida para atender las necesidades de cambio de matriz energética, es que a partir de precios de energía algo superiores al costo de la energía renovable resulta en ahorro la expansión, mientras que cuando ese precio es menor, el ahorro del sistema es siempre negativo, pero resulta más conveniente no llevar adelante la expansión vertiendo el excedente de oferta renovable hasta porcentajes considerables a expensas de reducir por ineficiencia de la red la incorporación de renovables.

Si se comparan los escenarios simulados en el Caso 1 analizados en el Capítulo 5, donde se compararon los nodos Bahía Blanca y Puerto Madryn, se observa que existe un límite claro de precios relativos en los que la incorporación de más capacidad de generación a partir de energía eólica con vertimiento arroja un costo óptimo para el sistema. Dicho límite, además del precio, se ve claramente muy influenciado por la demanda del nodo. A precios promedio de referencia, el nodo simulado Bahía Blanca mostró la posibilidad de incorporación de un parque eólico adicional en un rango entre 50 MW y 125 MW centrado en una media 85 MW, situación que se da incluso para un precio simulado menos competitivo que para el nodo Puerto Madryn, donde no se observan valores que justifiquen la instalación de otro parque, pero con un incremento de demanda en dichos nodos, este último admite una incorporación prácticamente igual al incremento de su demanda.

- A precios muy bajos, el límite de la conveniencia de incorporación de renovables en estos nodos saturados resultó fijado por los criterios de razonabilidad de vertimiento del recurso, más que por su precio.

Se mostró que, si el precio de la energía se forma según la teoría de costo marginal, los valores de aceptación de vertimiento resultan considerablemente mayores a los aceptados de acuerdo al costo variable de producción porque no se desplaza solo el costo de la máquina más cara, sino que se traslada ese precio a toda la estela de máquinas siguientes que se regirían por dicho precio.

Investigaciones futuras.

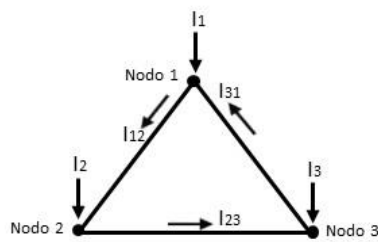
El enfoque presentado en este trabajo abre posibilidades de ampliar la investigación hacia:

- La complementación de esta metodología con las técnicas tradicionales de despacho hidrotérmico para la planificación del desarrollo del sistema.
- El análisis financiero de largo plazo para determinar el grado de vertimiento que resulta aceptable más allá del obtenido, proyectando un crecimiento de la demanda.
- El análisis comparativo de inversión en expansión de redes de transporte destinadas aumento de la capacidad de generación renovable, de acuerdo con su impacto económico y ambiental, cuando la demanda puede no ser necesariamente beneficiaria de dicha expansión, pero termina cargando con sus costos.
- La búsqueda de herramientas regulatorias adecuadas que faciliten las decisiones de inversión en cada proyecto, viendo los mismos desde una perspectiva macro que redunde en un beneficio o en menor impacto del costo de la transición energética para la demanda y no solo para los inversores.

ANEXO I- MÉTODO DCOPF

El método de flujo óptimo en corriente continua (DCOPF) se basa en una simplificación cuantitativa y linealización de las ecuaciones de flujos de potencia dadas por las Leyes de Kirchhoff y la Ley de Ohm.

Supóngase que se tiene la siguiente red de 3 nodos interconectados:



Por la 1ª Ley de Kirchhoff:

$$\text{Nodo 1: } i_1 + i_{31} = i_{12}$$

$$\text{Nodo 2: } i_2 + i_{12} = i_{23}$$

$$\text{Nodo 3: } i_3 + i_{23} = i_{31}$$

Estas ecuaciones se pueden escribir matricialmente como: $I_N = A \times I_L$ (1)

donde:

- I_N es la matriz de corrientes en los nodos
- I_L es la matriz de corrientes en las ramas
- A es la matriz de incidencia nodo-rama

Si cada rama de un circuito posee una impedancia determinada, el flujo de corrientes quedará determinado por la Ley de Ohm, con lo que las corrientes expresadas en forma polar serían:

$$I_{i,j} = (U_j - U_i) / Z_{i,j} \quad (2)$$

Reescribiéndola en forma cartesiana [Gra-05]:

$$I_{i,j} = R_{i,j} [(U_j \cos(\delta_j) - U_i \cos(\delta_i)) / Z_{i,j}^2 - jX [(U_j \sin(\delta_j) - U_i \sin(\delta_i)) / Z_{i,j}^2] \quad (3)$$

donde:

- $Z_{ij} = R_{ij} + jX_{ij}$ es la impedancia serie de la rama i-j.
- U_i y U_j son los módulos de las tensiones en los nodos i y j.
- δ_i y δ_j son los ángulos de las tensiones en los nodos i y j.

Si las ecuaciones de caídas de tensión en las ramas se multiplican por la tensión del nodo de referencia se tiene el flujo de potencia que parte del nodo i al nodo j. Siendo $Y_{i,j} = 1/Z_{i,j}$ la admitancia de la rama i-j, se pueden escribir los flujos por las ramas en función de las tensiones e impedancias serie de las ramas para una línea corta (de longitud menor a 80 km).

Para líneas de mayor longitud es necesario incluir una reactancia capacitiva en paralelo con el nodo de referencia en cada nodo que represente la cargabilidad de la línea. Estas ecuaciones, como se aprecia, son alineales y tiene utilidad aplicarlas para analizar la operación de la red, a la que debe agregarse los capacitores y reactores en paralelo y las posiciones de los conmutadores de los transformadores, lo que introduce variables discretas y complica de sobremanera el problema. Si no se analiza la operación de la red y el estudio se centra en los flujos de potencia a efectos de evaluar transacciones económicas, una aproximación matemática que simplifica el problema consiste en suponer que:

- $U \approx 1$ pu (1 por unidad) en todos los nodos.
- $R \ll X$
- $\sin(\delta_j) - \sin(\delta_i) \approx \delta_j - \delta_i$

Dado que las tensiones de operación normales aceptados por el OED se encuentran en el rango de $\pm 3\%$ en 500 KV y $\pm 5\%$ en 132 KV, y siendo estas tensiones más o menos controlables con la potencia reactiva entregada por los generadores, la selección de los conmutadores de los transformadores y la conexión y desconexión de capacitores y reactores en paralelo, puede asumirse que la primera aproximación es aceptable para los fines buscados.

La segunda aproximación es numéricamente aceptable pero solo válida si no se consideran las pérdidas del sistema, las que, siendo del orden de unos pocos dígitos porcentuales, resultan una aproximación razonable para enfocar el estudio de los flujos de potencia para analizar las transacciones resultantes.

La última aproximación es sensata al suponer que entre dos nodos cercanos la diferencia de ángulo de tensiones resulta poco significativa en el flujo de potencia reactiva de la rama.

Estas ecuaciones dan lugar a un método simplificado para el despacho óptimo que se conoce como DCOPF (método de OPF en corriente directa) que no toma en cuenta la potencia reactiva ni las pérdidas en la red (aunque estas últimas se podrán luego estimar de manera aproximada). Con estas simplificaciones las ecuaciones de flujo de potencia resultan [\[Esp-03\]](#):

$$P_{i,j} = B_{ij} (\delta_j - \delta_i), \text{ donde } B_{ij} \text{ es la inversa de la parte imaginaria de } Z_{ij} \quad (4)$$

Llamando F al vector de flujo de potencias de cada rama que matricialmente queda:

$$F = B_i A_t \delta \quad (5)$$

donde:

- F es el vector de flujos de potencia por las líneas
- B_i es la matriz de las inversas de las reactancias
- A_t es la matriz incidencia transpuesta
- δ es matriz vector de ángulos nodales de las tensiones

Si se desprecian las pérdidas en las líneas, las ecuaciones en los nodos resultan:

$$D = P + F \text{ At } \delta \quad (6)$$

donde:

- D es el vector de potencias salientes del nodo (Demanda)
- P es el vector de potencias entrantes al nodo (Generación)

Reemplazando de (5) F en (6): $P = D + A B_L \text{ At } \delta$

Al desarrollar esta última ecuación puede reescribirse:

$$\rightarrow P = D + B \delta \quad (7)$$

siendo B la parte imaginaria de la Matriz Y_{barra} cambiada de signo.

Según la 1° Ley de Kirchhoff, en un sistema de N nodos pueden plantearse solo N-1 las ecuaciones linealmente independientes. Por ende, B es una matriz singular que no admite inversa por lo que no es posible despejar δ . Para resolver el problema debe asignarse un nodo de referencia para los ángulos de las tensiones que queda como un nodo de holgura para la potencia (Nodo *Slack*). Definiendo, entonces, $\delta_1=0$, la ecuación (7) puede reescribirse como:

$$P = D + B' \delta \text{ y despejando } \delta = B'^{-1} [P - D] \quad (8)$$

donde B' es la matriz B con la fila y columna correspondientes al nodo de referencia completadas con ceros. Reemplazando (1.8) en (1.6) y despejando:

$$F = B_L \text{ At } B'^{-1} [P - D] = S [P - D] \quad (9)$$

siendo S es la matriz Sensibilidad Nodo-Rama.

Aplicando ello al problema matemático de Optimización Lineal con restricciones de igualdades y desigualdades a resolver, este se puede plantear como:

$$\text{Min } (z = \sum C_i P_i);$$

$$\text{sujeto a: } -F_{\max} \leq S [P - D] \leq F_{\max}, \sum P_i = D_i; P \leq P_{\max} \text{ y } P \geq P_{\min}$$

donde:

- z es la función objetivo de costo total de abastecimiento a minimizar.
- C_i es el conjunto de costos variables de producción de cada generador i.
- P_i es la potencia óptima a despachar por cada generador i.
- $F_{\max}$ es el vector que contiene las potencias máximas admisibles de cada línea.
- S es la matriz Sensibilidad Nodo-Rama de la red.
- P es el vector de potencia óptima a despachar en cada nodo i.
- D es el vector de potencia a abastecer en cada nodo i.
- $P_{\max}$ es el vector de potencias máximas a despachar.
- $P_{\min}$ es el vector de potencias mínimas a despachar.
- D_i es el vector demanda en cada nodo i.

ANEXO II- DATOS Y MODELACIÓN DEL SISTEMA DE ESTUDIO

Nodos Simulados

N°	Nombre	Región	N°	Nombre	Región
1	AMBA	GBA	24	Santa Rosa	COM
2	25 de Mayo	BAS	25	Choele Choel	COM
3	Henderson	BAS	26	Rosario Oeste	LIT
4	Olavarría 500	BAS	27	Santo Tomé	LIT
5	Olavarría 132	BAS	28	Cnia. Elía	LIT
6	Bahía Blanca 500	BAS	29	Salto Grande	LIT
7	Bahía Blanca 132	BAS	30	NEA	NEA
8	Vivoratá 132	BAS	31	NOA	NOA
9	Pigüé	BAS	32	Malvinas	CEN
10	Mar del Plata	BAS	33	Almafuerte	CEN
11	Necochea	BAS	34	Arroyo Cabral	CEN
12	González Chávez	BAS	35	Luján	CEN
13	Tandil	BAS	36	San Francisco	CEN
14	Las Flores	BAS	37	Cuyo	CUY
15	Chascomús	BAS	38	Pto. Madryn 330	PAT
16	Dolores	BAS	39	Pto. Madryn 500	PAT
17	Las Armas	BAS	40	Pto. Madryn 132	PAT
18	Villa Gessell	BAS	41	Comahue	COM
19	Bragado	BAS	42	Trelew	PAT
20	Ramallo	BAS	43	Patagonia	PAT
21	Puelches	COM	44	Santa Cruz Norte	PAT
22	Campana	BAS	45	Villa Lía	BAS
23	Macachín	COM	46	Vivoratá 500	BAS

Parámetros de la Red de Transporte

From Bus	To Bus	Id Origen	Id Destino	B	P lim	Observaciones
1	2	AMBA	25 de Mayo	0,025879	1500	25 de Mayo-Ezeiza
1	19	AMBA	Bragado	0,001305	69	Bragado-Chivilcoy-Mercedes-Lujan-Malvinas-Trafo Malvinas-Rodríguez-Trafo Rodríguez
1	15	AMBA	Chascomús	0,001294	69	Chascomus-Verónica-T Magdalena-La Plata-Trafo La Plata-Abasto- Trafo Abasto
14	15	Las Flores	Chascomús	0,000863	69	Brandsen-Monte-Rosas-Las Flores
14	2	Las Flores	25 de Mayo	0,001734	69	Las Flores-Saladillo-25 de Mayo- Trafos 25 de Mayo
19	2	Bragado	25 de Mayo	0,52844	169,2	Bragado-25 de Mayo- Trafos 25 de Mayo
1	3	AMBA	Henderson	0,011492	1299	Henderson-Ezeiza
3	2	Henderson	25 de Mayo	0,020673	1299	Henderson-25 de Mayo
3	19	Henderson	Bragado	1,26346	300	Henderson-Bragado +Trafos 220 Bragado + Paralelo de trafos 220 y 132 Henderson
1	4	AMBA	Olavarría 500	0,048386	2443	5OLAB2-K4OL//5OLAB1-K2OL
3	5	Henderson	Olavarría 132	0,001186	137	Hnderson-Olavarría + Trafos Bragado
4	5	Olavarría 500	Olavarría 132	35,087719	600	Paralelo trafo Olavarría
5	14	Olavarría 132	Las Flores	0,001093	69	Las Flores-Cachari-Azul-Olavarría
16	15	Dolores	Chascomús	0,001921	91	Dolores-Chascomús

From Bus	To Bus	Id Origen	Id Destino	B	P lim	Observaciones
17	16	Las Armas	Dolores	0,001966	69	Dolores-Las Armas
13	17	Tandil	Las Armas	0,001419	69	Tandil-Las Armas
13	5	Tandil	Olavarría 132	0,00225	274	Tandil-Olavarría//Tandil-Barker-Olavarría
18	17	Villa Gessell	Las Armas	0,001744	69	Las Armas-Madariaga-Gessel
18	16	Villa Gessell	Dolores	0,000812	69	Gessel-Valeria-Pinamar-Mar de Ajó-Las Toninas-San Clemente-Dolores
8	18	Vivoratá 132	Villa Gessell	0,004308	274	Gessel-Vivoratá I y II
11	8	Necochea	Vivoratá 132	0,001058	137	Necochea-Quequén-Piq 105-Piq 155-Vivoratá
8	13	Vivoratá 132	Tandil	0,001141	137	Tandil-Balcarce-Piq 156- Vivoratá
10	8	Mar del Plata	Vivoratá 132	0,004972	548	Vivoratá-Mar del Plata//Vivoratá-Piq 56-Mar del Plata//Vivoratá-Piq 105-Mar del Plata
11	10	Necochea	Mar del Plata	0,00263	229	Mar del Plata-Necochea/Necochea-Miramar-Mar del Plata
11	13	Necochea	Tandil	0,001139	137	Necochea-Tandil
12	11	González Chávez	Necochea	0,001336	137	Necochea-González Chávez
1	22	AMBA	Campana	0,089847	1732	Ramallo-Rodríguez
20	1	Ramallo	AMBA	0,02005	1299	Ramallo-Atucha 2-Rodríguez
1	45	AMBA	Villa Lía	0,015901	534	Villa Lía-Rodríguez I y II
20	45	Ramallo	Villa Lía	0,009253	534	Villa Lía-Ramallo I y II
22	45	Campana	Villa Lía	0,004221	91,5	Villa Lía-Derivación Campana-Nueva Campana 2
20	22	Ramallo	Campana	0,001017	122,3	Ramallo-Ramallo Ind.-San Pedro-Las Palmas-Zárate-Toyota-Corcemar-Nueva Campana
20	19	Ramallo	Bragado	0,000545	69	Ramallo-Pergamino-Rojas-Junin-IMSA- Lincoln-Bragado
4	6	Olavarría 500	Bahía Blanca 500	0,02112	2893,3	50LABB1-K10L//50LBB2-K30L
6	7	Bahía Blanca 500	Bahía Blanca 132	0,014012	600	T1BB//T2BB
7	9	Bahía Blanca 132	Pigüé	3,235932	122	Bahía Blanca-Tres Picos-Tornquist-Pigüé
9	3	Pigüé	Henderson	0,000994	69	Pigüé-Suárez-Henderson
7	12	Bahía Blanca 132	González Chávez	0,000641	118,7	Bahía Blanca-Monte Hermoso-Dorrego-Tres Arroyos-G. Chávez
12	5	González Chávez	Olavarría 132	0,001081	137	G. Chávez-Chillar-Olavarría
7	5	Bahía Blanca 132	Olavarría 132	0,000634	69	Bahía Blanca-Genoveva-Pringles-Laprida-Pampita-Olavarría
6	46	Bahía Blanca 500	Vivoratá 132	0,010349	2629,3	Bahía Blanca-Genoveva-Pringles-Laprida-Pampita-Olavarría
6	25	Bahía Blanca 500	Choele Choel	0,039484	2667,4	Bahía Blanca-Choele Choel 1 y 2
39	25	Pto. Madryn 500	Choele Choel	0,03645	1262,7	Choele-Choel- Pto. Madry - K1PY
39	44	Pto. Madryn 500	Santa Cruz Norte	0,007399	866	Pto. Madryn- Sta. Cruz Norte
38	39	Pto. Madryn 330	Pto. Madryn 500	0,00135	450	Transformadore 500/330 KV PY
40	39	Pto. Madryn 132	Pto. Madryn 500	0,01263	600	Transformadore 500/132 KV PY
38	40	Pto. Madryn 330	Pto. Madryn 132	0,012549	180	Transformadore 330/132 KV PY
40	42	Pto. Madryn 132	Trelew	0,000004	114	Pto. Madryn-DGPA-Trelew
42	43	Trelew	Patagonia	0,000003	144	Trelew-Ameghino-Garayalde-Malaspina-Patagonia
43	44	Patagonia	Santa Cruz Norte	0,000973	91	Patagonia-C. Rivadavia-Pico Truncado-SantaCruz Norte-Trafo SZN
7	40	Bahía Blanca 132	Pto. Madryn 132	0,000245	41	B. Blanca-Muratovich-Villalonga-Patagones-Viedma-San Anotino Este-San Antonio Oeste-Sierra Grande-Pto. Madryn
41	25	Comahue	Choele Choel	0,044157	2641	Choele Choel + K3CL-Pidra del Águila-Chocón Oeste//Choele Choel +K1CL-Chocón Oeste

From Bus	To Bus	Id Origen	Id Destino	B	P lim	Observaciones
41	37	Comahue	Cuyo	0,005359	1732	Chocón Oeste-Agua del Cajón-Río Diamante-Gran Mendoza
21	41	Puelches	Comahue	0,023665	2598	El Chocón-Cerito de La Costa-Puelches
21	23	Puelches	Macachín	0,1998	1299	Puelches-Macachín+KSPU
24	23	Santa Rosa	Macachín	0,002513	274	Macachín-Santa Rosa I y II+ Trafo Macachín
24	21	Santa Rosa	Puelches	0,000575	69	Puelches-LA Bandera-Santa Rosa Sur-Santa Rosa+Trafo Puelches
21	3	Puelches	Henderson	0,011365	1299	Puelches-Henderson+KSPU
23	3	Macachín	Henderson	0,040189	1299	Macachín-Henderson+KSHE
24	3	Santa Rosa	Henderson	0,000527	57	Santa Rosa-Mayer-Pico-Trenque Lauquen-Henderson
26	20	Rosario Oeste	Ramallo	0,048655	2061	Ramallo-Rosario Oeste//Ramallo-Acindar-Rosario Oeste + Trafo Ramallo+ Trafo Rosario
22	28	Campana	Cnia. Elía	0,019432	1732	Campana-Cnia. Elía
1	28	AMBA	Cnia. Elía	0,015942	1732	Rodríguez-Belgrano-Cnia. Elía
28	29	Cnia. Elía	Salto Grande	0,023162	1732	Cnia. Elía-Salto Grande
29	30	Salto Grande	NEA	0,007083	1732	Salto Grande- Rincón
28	30	Cnia. Elía	NEA	0,006077	1732	Cnia. Elía-Mercedes-Rincón
26	27	Rosario Oeste	Santo Tomé	0,02679	1732	Río Coronda-Santo Tomé
27	29	Santo Tomé	Salto Grande	0,013021	1264	Santo Tomé-Gran Paraná-Salto Grande
27	30	Santo Tomé	NEA	0,007085	1083	Santo Tomé-Romang-Resistencia
34	26	Arroyo Cabral	Rosario Oeste	0,014259	1385	Arroyo Cabral-Rosario Oeste
33	34	Almafuerte	Arroyo Cabral	0,03848	1519	Arroyo Cabral-Almafuerte
32	33	Malvinas	Almafuerte	0,035351	1083	Malvinas-Almafuerte
33	35	Almafuerte	Luján	0,018571	866	Almafuerte-Embalse-Río Grande-Luján
35	37	Luján	Cuyo	0,014043	866	Luján-Gran Mendoza
36	33	San Francisco	Malvinas	0,001044	69	Malvinas-Arroyito-San Francisco
36	34	San Francisco	Arroyo Cabral	0,000845	91	San Francisco-Las Varillas-Villa María-Arroyo Cabral
32	34	Malvinas	Arroyo Cabral	0,001277	91	Arroyo Cabral-Villa María-Villa María Norte-Pilar
31	32	NOA	Malvinas	0,546448	942	Malvinas-Recreo + K1RE
31	30	NOA	NEA	0,005487	1732	Rincón-Paso de La Patria-Resistencia-Chaco-Monte Quemado-Cobos
8	46	Vivoratá 132	Vivoratá 500	0,02005	900	Trafos Bahía Blanca-Vivoratá

Oferta Simulada

Generación Rankeable				Generación de Base		Máquinas Falla		
Generador	Nodo	CVP Gen	P	Generador	Nodo	Generador	Nodo	CVP Gen
ATU2NU	1	27	740	BBLAEO	7	AMBANS	1	200
EZEICC	1	37,25	1831	VIVOE0	8	PIGUNS	9	200
BSASCC	1	42,98	4947	MIRAE0	10	FLORNS	14	200
LUJBTG	1	59,18	1186	NECOE0	11	CHASNS	15	200
BROWCC	6	36,75	870	BVENE0	12	DOLONS	16	200
BBLATV	6	52,64	620	TEROE0	13	ARMANS	17	200
BBLMDI	7	53,69	220,8	BANDE0	21	BRAGNS	19	200
MDPATG	10	92,22	321	POMOE0	25	SROSNS	24	200
NECOTV	11	76,15	140	TER6CO	26	STOMNS	27	200
BRKECC	13	41,89	260	SGDEHI	29	SGDENS	29	200
VGESTG	18	65,65	143	YACYHI	30	NEAENS	31	200
BRAGTG	19	56,53	183	ARAURE	31	TRELNS	42	200
AESPCC	20	38,4	1095	EMBANU	33	HENDNS	3	200
SNICTV	20	62,4	300	SLUIE0	35	OLA1NS	5	200
PEDRCC	22	35,94	371	NUHIRE	37	BBL1NS	7	200
ZARATG	22	54,23	212	ALUAEO	38	CHCHNS	25	200
BLOPCC	26	35,6	2510	PMA1EO	40	CELINS	28	200
BRCHCC	31	40,82	1350	CHOCHI	41	PMA1NS	40	200
GUEMTG	31	47,92	130	RAWSEO	42	PMA3NS	38	200
TANDCC	31	37,04	642	MBEREO	43			
INDETG	31	56,68	993	BICEEO	44			
PILACC	32	41,33	470					
DFUNTG	32	89,68	866					
MMARCC	33	34,69	210					
SERTTG	33	55,7	60					
VMA2CC	34	43,24	250					
VMARTG	34	90,04	151					
MSEVTG	36	56,85	15					
SFRATG	36	83,68	163					
LDCUCC	37	37,94	290					
ANCHDI	37	58,72	160					
LDCUTG	37	85,36	1272					
ALUACC	38	42,93	113					
ALUATG	38	63,81	869					
LDLACC	41	37,52	740					
ACAJCC	41	44,36	741					
AVALTG	41	79,81	15					
PATACC	43	78,51	234					
ATUCNU	45	26	320					

De los partes post operativos publicados por CAMMESA se tomaron los despachos horarios para todos los meses del período analizado por cada máquina. Las máquinas se agruparon en nodos asignados al modelo, por tipo despacho (rankeable o no rankeable) y por tipo de tecnología para las máquinas rankeables (ciclo combinado, turbina y motores) y rango de precio. De este modo se generó una serie de curvas de oferta de generación para cada nodo simulado.

Diagrama de Asignación de Demanda a los Nodos Simulados

CAMMESA <https://cammesaweb.cammesa.com/>

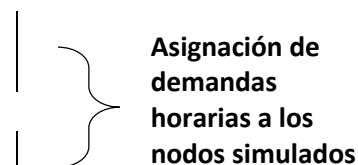
BASE_INFORME_MENSUAL_2020-01 al 2023-12

-Demanda Horaria por Provincia

-Demanda Horaria por Tipo

BASE DE DATOS PARA ESTUDIOS ELÉCTRICOS

-Ver22-23_PicoDiurno



Se tomaron como fuente de datos las demandas horarias por Provincia de CAMMESA entre los años 2020 y 2023 inclusive.

Los datos del escenario para pico diurno del verano 2022-2023 se agruparon en nodos de interés para el estudio y se prorrataron con los valores de demandas horarias por Provincia para generar curvas de carga diarias por cada nodo simulado. Se tuvieron en cuenta las pérdidas y los consumos por bombeo que se asignaron a los nodos simulados.

De esta manera se generó una serie de curvas horarias para cada nodo simulado en el período de estudio.

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS.

- [Woo-01]- A.J. Wood, B.F. Wollemborg, *Power generation, operation and control*, 2nd edition, New York, John Wiley & Sons. Año 1996, ISBN 0-471-58699-4.
- [Kir-02]- *Fundamentals of Power System Economics*- Kirschen, Strbac. Editorial John Wiley & Sons, Ltd. Año 2004. ISBN: 0-470-84572-4.
- [Esp-03]- *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. Coordinador: Antonio Gómez Expósito. Editorial: McGraw-Hill. Edición: 1. Año 2002. ISBN 9788448135928.
- [Sto-04]- *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*- Steven Stoft. IEEE/Wiley. Año 2002. ISBN 0-471-15040-1.
- [Gra-05]- *Análisis de Sistemas de Potencia*. Jhon Grainger, William Stevenson Jr. Editorial Mc Graw Hill. Año 1997. ISBN 970-10-0908-8.
- [Sto-06]- *Transmission Expansion for renewable energies* (2012). Marcelino Madrigal and Steven Stoft. The World Bank. Año 2012. ISBN 978-0-8213-9598-1.
- [Ale-07]- *Multiobjective Optimization Model for Wind Power Allocation*. Juan Alemany, Fernando Magnago, Pio Lombardi, Bartłomiej Arendarski, and Przemysław Komarnicki. Artículo publicado en *Mathematical Problems in Engineering*, Editorial Hindawi Publishing Corporation. Año 2017. ISSN: 1024-123X.
- [Ale-08]- *Accentuating the renewable energy exploitation: Evaluation of flexibility options*. Juan Alemany, Fernando Magnago, Pio Lombardi, Bartłomiej Arendarski, and Przemysław Komarnicki. *Publicación de International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Editorial Elsevier Ltd. Año 2018. ISSN: 0142-0615.
- [Ack-09]- T. Ackerman, *Wind Power in Power Systems*. John Wiley & Sons Ltd, Royal Institute of Technology, Sweden. Año 2005. ISBN 0-470-85508-8.
- [Muj-10]- *Cálculo de líneas y redes eléctricas* (2002). Ramón M. Mujal Rosas. Universidad Politécnica de Catalunya. Año 2002. ISBN 9788498800340.
- [Oje-11]- *Coordinación integrada de sistemas eléctricos y de gas natural de mediano plazo*. Diego Mauricio Ojeda Esteybar. Tesis doctoral Universidad Nacional de San Juan. Año 2010. ISBN: 978-987-05-8662-3
- [Wei-12]- *Robust Generation Dispatch with Strategic Renewable Power Curtailment and Decision Dependent Uncertainty*. Yue Chen and Wei Wei. *Journal of latex class files*, vol. Xx, no. X, feb. 2019. Año 2022. DOI10.48550/arXiv.2203.16251.

[Jac-13]- Curtailment of renewable generation: Economic optimality and incentives. Klinge Jacobsen, Henrik; Schröder, Sascha Thorsten. Publicación de Energy Policy. Año 2012. DOI:10.1016/j.enpol.2012.07.004.

[Torr-14]- Máxima penetración Eólica en el Sistema Patagónico: Estudio Monte Carlo. Proyecto Final Felipe de La Torre. Universidad Nacional de Rosario. Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y Agrimensura. Escuela de Ingeniería Eléctrica; Argentina.

[Ghi-15]- Evaluación de acceso a la red de los Parques Eólicos adjudicados en las Rondas Renovar en el sistema de transmisión de la región patagónica. Dino Ghisolfi, Bruno Pirola, Esteban Salvetti, Mariano Perdomo, Damián Cano. Universidad Tecnológica Nacional. Facultad Regional Rosario. Secretaría de Ciencia y Tecnología. ISSN 978-950-42-0196-0

[Giu-16]- R.Giunti, J.C. Benitez, "Evaluación energética de la conexión de parques eólicos en el sistema interconectado patagónico considerando restricciones de transporte en 500 kV". Universidad Tecnológica Nacional- Facultad Regional Santa Fe. Año 2019. ISBN 978-950-42-0196-0.

[MEC-17]- Evaluación técnica y económica de ampliaciones prioritarias para aumentar la capacidad de inyección de energías renovables en el SADI. Mercado Energéticos. Publicación de la Cámara Argentina de Energías Renovables. Año 2021.

[Ire-18]- Costos de generación de energía renovable en 2022. IRENA. Año 2023. ISBN: 978-92-9260-544-5.

[Cam-19]- Base para estudios eléctricos de CAMMESA; Programación Estacional Verano 2022-2023. <https://cammesaweb.cammesa.com/programacion-estacional/>

[SSE-20]- Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica en Alta Tensión. Resolución SE 507/202.

[21]- Ampliaciones En El Sistema De Transporte. Compromisos de descarbonización, metas y resultados económicos: motivos urgentes para acelerar una tarea pendiente. Publicación de la Cámara Eólica programación Estaciones Argentina