

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL
FACULTAD REGIONAL SANTA FE**



PROYECTO FINAL DE CARRERA

**“Estudio técnico y económico de acceso de
Parques Eólicos en la Región Patagónica”**

Director de Cátedra: Ing. Javier Acosta
Ayudante de Cátedra: Ing. Gustavo Pacheco
Alumno: Ghisolfi, Dino
Director de Proyecto: Ing. Marcos M. Cea.
Co-Director del proyecto: Ing. Ulises Manassero.

AÑO 2024

El contenido, conceptos desarrollados, análisis, conclusiones y opiniones efectuadas en el Informe escrito del proyecto final de carrera son de exclusiva responsabilidad del autor, eximiendo a la Universidad Tecnológica Nacional y los directores de responsabilidad alguna con relación a la obra.

La obra es un proyecto académico formulado a título de propuesta, es una instancia formativa del Estudiante desarrollada en el marco de las carreras de Ingeniería de la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, por tal motivo la utilización que se realice sobre el contenido de este exime de responsabilidad tanto al autor, como los directores y la propia Universidad.

A mis viejos, Laura y Claudio, por haberme guiado en éste camino

A Ceci y Alo, por sacarme el sesgo de los ojos y mostrarme la vida desde otro lugar

A Lu, por haberme acompañado tantos años en este proceso con su amor incondicional

A mis amigos, por animarme a nunca tirar la toalla

A Uli y Cacho, por su paciencia, dedicación y profesionalismo

A mis tíos y primos, por transmitirme su genuino deseo de terminar esta etapa

Índice de contenido

1.	Introducción	9
1.2	Objetivos	9
1.3	Objetivo General.....	9
1.4	Alcance.....	9
1.5	Objetivos específicos.....	9
2.	Capítulo 1: Problemática	12
2.2	Marco teórico.....	12
2.2.1	Inicios de las Energías Renovables en Argentina y situación actual	12
2.2.2	Estructura del Sector eléctrico Argentino	19
2.2.3	Regiones del SADI	20
2.2.4	Matriz energética Argentina	23
2.3	Generación Eólica en la región Patagónica.	25
3.	Capítulo 2: Análisis estadísticos del tiempo.....	31
3.2	Generalidades del Aerogenerador	31
3.2.1	Principio de funcionamiento de un Aerogenerador	31
3.2.2	Tipos de Aerogeneradores	31
3.2.3	Componentes principales del Aerogenerador	33
3.2.4	Curva de potencia - velocidad del Aerogenerador	36
3.2.5	Regulación de potencia del aerogenerador	37
3.2.6	Tecnologías de Aerogeneradores.....	38
3.3	La energía del viento	43
3.3.1	Coeficiente de Potencia C_p	46
3.3.2	Coeficiente de par C_t	46
3.3.3	Límite de Betz	49
3.4	Descripción estadística del viento.....	51
3.4.1	Velocidad media del viento.....	51

3.4.2	Ley de Weibull	53
3.4.3	Influencia de la altura sobre el viento.....	57
3.5	Productividad energética de un Aerogenerador	59
3.5.1	Producción anual de energía (PAE).....	59
3.5.2	Pérdidas	60
3.6	Parámetros de funcionamiento del aerogenerador	63
3.6.1	Producción específica (E/A).....	63
3.6.2	Factor de Capacidad <i>FC</i>	63
3.6.3	Horas equivalentes a plena carga <i>HE</i>	64
3.6.4	Factor de operación o de disponibilidad <i>FO</i>	64
4.	Capítulo 3: Proyectos eólicos en la región patagónica	66
4.1	Proyectos eólicos de la región patagónica.....	66
4.1.1	Análisis estadísticos de velocidades de vientos.....	66
4.2	Producción Anual de Energía y parámetros de funcionamiento de los parques eólicos	68
4.2.1	Parques eólicos en servicio	68
4.2.2	PAE de parques eólicos en proyecto	72
5.	Capítulo 4: Descripción de la Red Patagónica	93
5.1	Descripción de la red patagónica.....	93
5.2	Código de red y acceso al sistema de transporte	98
•	Etapa 1. Acceso a la capacidad de transporte y ampliaciones.....	99
•	Etapa 2. Diseño técnico de detalle.....	99
•	Etapa 3. Diseño y optimización de los sistemas de control.....	99
5.3.4	Requerimientos para la generación eólica.....	99
5.4	Definición de escenarios de estudio	101
5.5	Potencia máxima despachada en simultáneo de los PEs	102
5.6	Despacho de generación convencional de los escenarios de carga.	106
5.6.1	01- PICO_BASE	107
5.6.2	02- PICO_BASE_HIDRO_EOL_EX_MAXIMO.....	108

5.6.3	03- PICO_BASE_HIDRO_EOL_EX_MEDIO	109
5.6.4	04- ESC_VALLE_HI_EO_MAX.....	110
5.6.5	05- ESC_VALLE_HID_EO_MED.....	112
5.6.6	Resumen de despachos de potencia	113
5.7	Estudio en estado estacionario.....	114
5.7.1	Red en condición N.....	115
5.7.2	Estudio de cortocircuitos	132
5.7.3	DAG / RAG Escenarios Base.....	135
5.7.4	Red en condición N-1.....	138
6.	Capítulo 5: Obras de infraestructura eléctrica	143
6.1	Generalidades	143
6.2	Propuestas de Obras de infraestructura eléctrica	143
6.1.1	Características técnicas de las obras.....	146
6.3	Nuevos escenarios BASE.....	148
	01CO- PICO_BASE_OBRAS.....	148
	02CO- PICO_BASE_HIDRO_EOL_EX_MAXIMO_OBRAS	149
	03CO- PICO_BASE_HIDRO_EOL_EX_MEDIO_OBRAS	149
	04CO- ESC_VALLE_HI_EO_MAX_OBRAS	149
	05CO- ESC_VALLE_HID_EO_MED_OBRAS.....	149
6.4	Estudio en estado estacionario escenarios con obras	149
6.3.1	Red en condición N.....	151
6.3.2	Red en condición N-1.....	157
7.	Capítulo 6: : Capacidad de transferencia de potencia	165
7.1	Generalidades	165
7.2	Análisis Curvas P-V y flujos de potencia por LAT	166
7.2.1	Análisis de capacidad de transferencia de potencia sin modelado de obras de infraestructura eléctrica y con implementación DAGs/RAGs.	167
7.2.2	Análisis de capacidad de transferencia de potencia en escenarios con modelado de obras de infraestructura eléctrica	173

7.3	Resultados y conclusiones	178
8.	Capítulo 7: Análisis económico	180
8.1	Análisis de Energía No Suministrada.....	180
8.1.1	Desplazamiento de generación distribuida convencional y análisis de ENS 181	
8.2	Comportamiento de la demanda de la red de subtransmisión de TRANSPA .	185
8.3	Estudio técnico-económico.....	191
8.3.1	Costos de inversión de obras eléctricas y costos de operación y mantenimiento.....	193
8.3.2	ITESADI: Ingreso por transporte de energía al SADI.....	194
8.3.3	PENENS: Penalizaciones por ENS.....	195
8.3.4	Análisis de resultados.....	195
9.	Capítulo 8: Conclusiones	198
	Anexo I	200
	Anexo II.....	222
	ESCENARIO 02	223
	ESCENARIO 03	226
	ESCENARIO 04	226
	ESCENARIO 05	229
	Anexo III.....	232
	ESCENARIO 02	233
	ESCENARIO 04	233
	BIBLIOGRAFÍA.....	236

Introducción

1. Introducción

1.2 Objetivos

1.3 Objetivo General

Proponer nuevas obras de transmisión y el diseño de un sistema de Regulación Automática de Generación (RAG)/Desconexión Automática de Generación (DAG) a fin de viabilizar técnicamente el acceso de nuevos proyectos de Generación Renovable Intermitente (GRI) en el sistema de transmisión de la región patagónica, comparando y evaluando la alternativa que produce el impacto más favorable en cuanto al incremento de energía anual aportada a la red.

1.4 Alcance

La energía eólica se presenta actualmente como una de las fuentes de energías renovables con mayor penetración en el sistema eléctrico argentino. Este tipo de generación se encuentra en constante crecimiento y presenta una gran participación en la región patagónica debido a las excepcionales características que presenta el recurso eólico. Por otra parte, el sistema de transporte de alta tensión de dicha región se caracteriza por ser un área netamente exportadora de energía con extensas redes de gran impedancia y bajos niveles de demanda. Es por ello, que mediante la utilización del software PSSExplore en su versión estudiantil de 50 barras, en este proyecto se propone analizar el impacto en régimen estático del conjunto de parques eólicos adjudicados en las rondas RENOVAR, MATER, GENREN y Resolución 202 con implicancia en la región patagónica. Además, considerando que en la mayoría de los casos los nuevos proyectos de GRI no son acompañados de las obras de infraestructura de red necesarias tal que eviten el vertido energético, se pretende realizar un estudio comparativo de las posibles obras adicionales en el subsistema versus la implementación de un sistema de RAG/DAG, tal que permiten minimizar los montos de ENS anuales con el menor impacto económico.

1.5 Objetivos específicos

- Realizar un análisis estadístico de los perfiles de vientos históricos de los últimos 10 años en el lugar de emplazamiento de cada proyecto y determinar las potencias más probables de operación, factor de carga y energía anual producida.
- Definir escenarios de mayor exigencia del sistema de estudio para diferentes configuraciones de despacho de generación y demanda.

- Realizar los estudios eléctricos de acceso a la capacidad de transporte de los proyectos de Generación Renovable (GR) en el sistema de transmisión patagónico según los requerimientos establecidos en el procedimiento técnico N°1 de CMMESA (CMMESA, 2014).
- Definir y modelar las obras eléctricas necesarias para el acceso de los proyectos de PE a la red patagónica.
- Evaluar el impacto de acceso de PE en la red para los diferentes escenarios propuestos y para condiciones de operación normal y de emergencia.
- Diseñar un sistema de RAG/DAG que garantice condiciones de operación admisible en la red, tanto para escenarios de red N como N-1.
- Proponer como solución superadora para la red, a partir de la ejecución de obras de transmisión y/o transporte en el sistema a los fines de viabilizar el acceso conjunto de los proyectos de PE, de modo que verifiquen el mayor volumen anual de aporte de energía y minimicen o anulen las restricciones por saturación de enlaces o perfiles de tensión.
- Realizar un estudio técnico-económico comparativo entre las propuestas de obras de infraestructura eléctrica y los sistemas RAG/DAG de PEs.

CAPÍTULO 1

Problemática

2. Capítulo 1: Problemática

2.2 Marco teórico

En las últimas dos décadas Argentina ha puesto énfasis en la producción de generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes renovables como una alternativa de abastecimiento rápido, eficaz y sustentable, con fines de aumentar su participación en la matriz energética y reemplazar la generación eléctrica de origen térmico, logrando así un cubrimiento de la demanda más amigable con el medio ambiente.

A continuación, se resume el camino histórico recorrido por las energías renovables desde sus comienzos hasta la actualidad en nuestro país.

2.2.1 Inicios de las Energías Renovables en Argentina y situación actual

La promoción de las energías renovables (ER) en base a políticas públicas comienza en el año 1998 con la aprobación de ley N° 25.019/98. Esta ley promovía la energía eólica y solar por medio de una tarifa mayor del kWh a la que normalmente se abonaba en el mercado mayorista y en la prestación de servicios públicos. Este tipo de políticas han sido y aún son utilizadas globalmente y son conocidas como *feed-in-tariffs*. También los incentivos preveían el diferimiento del impuesto al valor agregado a las inversiones que se realizan para la construcción de parques eólicos o solares (Aguilar, 2014; Aggio *et. al.* 2018).

Esta política no obtuvo los resultados esperados, las inversiones fueron escasas y se lograron instalar un número reducido de parques de generación.

En el año 2005 se lanza el primer “Plan Estratégico Nacional de Energía Eólica”, cuyo objetivo se centró en promover la generación de energía eléctrica mediante energía eólica. En base a este plan se elaboró un mapa eólico nacional y se preveía la instalación de 300 MW en distintas regiones del país para el año 2012. Más adelante, en el año 2006 se sanciona la ley 26.190 que declara de interés nacional la generación de energía eléctrica dedicada al servicio público por medio de los recursos renovables, como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad. A su vez se establecía que el aporte de las ER alcanzará un 8% de la demanda en diez años a partir de la puesta en vigencia de dicha ley (Fundación Bariloche, 2009).

La principal herramienta para lograr los objetivos de la ley fue el programa GENREN (Generación Renovable), el cual fue instrumentado por la empresa estatal Energía Argentina S.A. (ENARSA). El objetivo era agregar 1.000 MW al mercado mayorista eléctrico que estuvieran

inyectados al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), mediante proyectos seleccionados a través de licitaciones públicas, y en el que se aseguraba a los proveedores de energía eléctrica la compra por un período de 15 años a un precio fijo en dólares por encima del precio de mercado (Aguilar, 2014; Garrido, 2013). Una de las prioridades para la adjudicación de los proyectos era que los equipos fueran fabricados o ensamblados principalmente en el país, promoviendo así el desarrollo de equipos nacionales.

De los 1.000 MW licitados, 754 MW se correspondieron a energía eólica (EE), mientras que el resto estaban distribuidos entre bioenergías, pequeños aprovechamientos hidráulicos, y otras fuentes renovables.

Los resultados obtenidos por la ley N° 26.190 y el programa GENREN en relación a la incorporación de EE no fueron los esperados, aunque se cumplió el objetivo de apuntalar a la industria nacional de equipos eólicos, desarrollando dos fabricantes nacionales de aerogeneradores, IMPSA y NRG Patagonia. Los principales factores responsables de la no conformidad fueron los siguientes:

- Se experimentó un retraso importante desde la aprobación de la ley 26.190 en el año 2006 y su reglamentación, que fue realizada casi tres años después, en mayo de 2009, generando un vacío legal, obstaculizando probables inversiones que pudieran haberse concretado (Giralt, 2011).
- La prima fijada en la tarifa resultaba insuficiente para cubrir la brecha entre el precio *spot* de mercado y el *costo medio total* de generación eólica.

La última etapa en la promoción de la EE de alta potencia comienza con la promulgación de la ley N° 27.191 y el programa RenovAr. Dicha ley fue sancionada en septiembre del 2015 y promulgada al mes siguiente, otorgando una serie de beneficios fiscales dirigido a los desarrolladores de los parques eólicos y trazando como objetivo alcanzar el 20% de la generación de energía eléctrica a partir de ER en el año 2025 con escalas intermedias, las cuales se detallan a continuación:

- 8% en el 2017;
- 12% en el 2019;
- 16% en el 2021;
- 18% en el 2023;
- 20% en el 2025.

El decreto reglamentario de la ley fue publicado a fines de marzo de 2016, con el número 531/2016.

En el año 2016 el Ministerio de Energía y Minería (MEyM), que es la autoridad de aplicación de las leyes 26.190 y 27.191 lanza el programa RenovAr. El precio de venta de la energía constituía un incentivo muy apetecible para los oferentes de los proyectos, ya que se incrementaba a lo largo del tiempo en dólares estadounidenses.

En la ronda de RenovAr 1 se adjudicaron 17 proyectos por 1.107 MW por un valor de 1.800 millones de dólares, y un total de 29 proyectos, donde 12 correspondieron a EE, 4 a energía solar fotovoltaica y uno a biogás que en total aportarían 2,9% al consumo energético nacional.

Debido a la exitosa convocatoria, el gobierno lanzó una segunda ronda de licitación, para las empresas que habían participado en la ronda 1 y que no habían sido adjudicadas, pero únicamente para las tecnologías eólicas y solar fotovoltaica. Esta ronda se denominó RenovAr 1.5 y fue por 600 MW (400 MW para eólica y 200 para solar). La condición era que mejoraran el precio promedio ponderado ofertado en la primera ronda. Las adjudicaciones correspondientes a la Ronda 1.5 fueron sustancialmente mayores a los cupos determinados, se adjudicaron 765,4 MW para EE y 516,2 MW para energía solar fotovoltaica (EFV), o sea, un total de 1.281,6 MW de los 600 MW previstos. Para la EE el precio promedio ponderado fue de US\$ 54,20,

Además de las ER proyectadas por las rondas 1 y 1.5 el MEyM habilitó un régimen de excepción para la suscripción de nuevos contratos de abastecimiento de ER con los proyectos que habían sido comprometidos en el programa GENREN. Esto lo instrumentó bajo la Resolución N° 202 con la condición de que se ajustaran a los parámetros establecidos en la ronda 1 del programa RenovAr. Más tarde, en junio de 2017 se habían firmado 10 contratos de venta de energía a CAMMESA bajo la Resolución 202 a un precio de US\$ 71 por MWh, un 20% mayor al precio promedio ponderado de la ronda RenovAr 1.

En agosto de 2017 el MEyM realiza la convocatoria de la ronda 2 del programa RenovAr en dos etapas denominadas fase I y fase II. En total se recibieron 228 propuestas distribuidas en 21 provincias con un total de 9.391,3 MW de las cuáles calificaron 194 por un total de 7.630,3 MW superando ampliamente el objetivo de 1200 MW. Del total adjudicado, 3.468,5 MW correspondieron a EE, cuyo objetivo era de 550 MW y, finalmente se adjudicaron 993,4 MW en las dos fases. El precio promedio ponderado ofertado por esta tecnología fue de US\$ 40,87 por MWh.

Para completar el panorama sobre las centrales eólicas hay que considerar lo que se conoce como Mercado a Término (MATER) que permite a los grandes usuarios la libre negociación y compra de ER. La Resolución 281-E/2017 es la que crea y regula el funcionamiento del MATER y que de acuerdo al gobierno colabora con el avance de la meta de

producción del 20% de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables a fines del año 2025 de acuerdo con la ley 27.191.

Los programas descriptos anteriormente incrementaron la participación de las ER en el SADI y de acuerdo con el informe mensual de la CAMMESA, a enero 2021 Argentina cuenta con una potencia instalada de 42.057 MW donde el 60% corresponde a fuente de origen térmico, y solamente un 10% de la participación se la llevan las ER, las cuales alcanzaron a cubrir el 24,1% de la demanda total el día 24/05/2021 (CAMMESA, 2021).

A continuación, se resumen los proyectos de parques eólicos (PEs) adjudicados en los programas GENREN (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), RenovAr y Resolución 202 (Tabla 2. 2), y MATER (Tabla 2. 3).

En la Tabla 2. 4 se listan las centrales de EE en operación comercial a enero de 2021.

Tabla 2. 1. PEs adjudicados en programa GENREN.

Norma / Programa	Nombre Del Proyecto	Potencia Adjudicada [MW]	Provincia
Resolución S.E N° 108/2011	P.E Arauco	25,20	La Rioja
Resolución S.E N° 108/2011	P.E Arauco II	25,20	La Rioja
Resolución S.E N° 108/2011	P.E El Jume	8,00	S. el Estero
Resolución S.E N° 108/2011	P.E El Tordillo	3,00	Chubut
Resolución S.E N° 108/2011	P.E. Diadema	6,30	Chubut
Resolución S.E N° 108/2011	P.E Necochea	0,25	Buenos Aires
GENREN	P.E Loma Blanca IV	51,00	Chubut
GENREN	P.E. Rawson I	48,60	Chubut
GENREN	P.E Rawson II	28,80	Chubut

(Fuente: Neuman, et al. 2020; Elaboración Propia)

Tabla 2. 2 PEs adjudicados en programas RenovAr y Resolución 202.

Norma / Programa	Nombre Del Proyecto	Potencia Adjudicada [MW]	Provincia
RENOVAR Ronda 1	PE. García del Río	10,00	Buenos Aires
RENOVAR Ronda 1	P.E Vientos del Secano	50,00	Buenos Aires
RENOVAR Ronda 1	P.E. Villalonga	50,00	Buenos Aires
RENOVAR Ronda 1	P.E Cerro Alto	75,00	Neuquén
RENOVAR Ronda 1	P.E Los Meandros	50,00	Río Negro
RENOVAR Ronda 1	P.E Corti	100,00	Buenos Aires
RENOVAR Ronda 1	P.E Garayalde	24,20	Chubut
RENOVAR Ronda 1	P.E La Castellana	99,00	Buenos Aires
RENOVAR Ronda 1	P.E Kosten	24,00	Chubut
RENOVAR Ronda 1	P.E. Vientos Los Hércules	97,20	Santa Cruz
RENOVAR Ronda 1	P.E Chubut Norte	28,40	Chubut
RENOVAR Ronda 1	P.E Arauco II	99,80	La Rioja
RENOVAR Ronda 1.5	P.E. Pampa	100,00	Buenos Aires
RENOVAR Ronda 1.5	P.E. Miramar	97,65	Buenos Aires
RENOVAR Ronda 1.5	P.E. Vientos de Necochea 1	37,95	Buenos Aires
RENOVAR Ronda 1.5	P.E. La Banderita	36,75	La Pampa
RENOVAR Ronda 1.5	P.E Pomona I	100,00	Río Negro
RENOVAR Ronda 1.5	P.E. Del Bicentenario	100,00	Santa Cruz
RENOVAR Ronda 1.5	P.E. Loma Blanca VI	100,00	Chubut
RENOVAR Ronda 1.5	P.E. Achiras	48,00	Córdoba
RENOVAR Ronda 1.5	P.E. Arauco 2	95,00	La Rioja
RENOVAR Ronda 1.5	P.E. Sosneado	50,00	Mendoza
RENOVAR Ronda 2	P.E. Energética I	79,80	Buenos Aires
RENOVAR Ronda 2	P.E. General Acha	60,00	La Pampa
RENOVAR Ronda 2	P.E. Pampa Chubut	100,00	Chubut
RENOVAR Ronda 2	P.E. Chubut Norte III	57,60	Chubut
RENOVAR Ronda 2	P.E. San Jorge	100,00	Buenos Aires
RENOVAR Ronda 2	P.E. El Mataco	100,00	Buenos Aires
RENOVAR Ronda 2	P.E. Arauco II	100,00	La Rioja
RENOVAR Ronda 2	P.E. Cañadón León	99,00	Santa Cruz
RENOVAR Ronda 2	P.E. La Genoveva	86,60	Buenos Aires
RENOVAR Ronda 2	P.E. Diadema II	27,60	Chubut
RENOVAR Ronda 2	P.E. Vientos del Fray Guen	100,00	Buenos Aires
Resolución 202 (Ex GENREN)	P.E. Loma Blanca I	50,00	Chubut
Resolución 202 (Ex GENREN)	P.E. Loma Blanca II	50,00	Chubut
Resolución 202 (Ex GENREN)	P.E. Loma Blanca III	50,00	Chubut
Resolución 202 (Ex GENREN)	P.E. Koluel Kayke II	25,00	Santa Cruz
Resolución 202 (Ex GENREN)	P.E. Malaspina I	50,00	Chubut
Resolución 202 (Ex GENREN)	P.E. Puerto Madryn I	70,00	Chubut
Resolución 202 (Ex GENREN)	P.E. Puerto Madryn II	150,00	Chubut

(Fuente: Neuman, et al. 2020; Elaboración Propia)

Tabla 2. 3 PEs adjudicados en programas MATER

Norma / Programa	Nombre Del Proyecto	Potencia Adjudicada [MW]	Provincia
MATER	P.E. De la Bahía	28,00	Buenos Aires
MATER	P.E. La Castellana II	15,75	Buenos Aires
MATER	P.E. Pama Energía	50,40	Buenos Aires
MATER	P.E. Manantiales Behr	99,00	Chubut
MATER	P.E. Rawson III	24,00	Chubut
MATER	P.E. Los Olivos	22,40	Chubut
MATER	P.E. La Banderita 2	10,80	Córdoba
MATER	P.E. Pomona II	11,70	La Pampa
MATER	P.E. Los Teros - ALT	72,20	Río Negro
MATER	P.E. De la Bahía - A	20,51	Buenos Aires
MATER	P.E. Villaonga II	3,45	Buenos Aires
MATER	P.E. La Genoveva II	41,80	Buenos Aires
MATER	P.E. Energética I – Fase II	19,15	Buenos Aires
MATER	P.E. Las Armas	50,00	Buenos Aires
MATER	P.E. Del Bicentenario II	21,60	Santa Cruz
MATER	P.E. Aluar I	50,40	Chubut
MATER	P.E. Manque (Ex Achiras II)	57,00	Córdoba
MATER	P.E. Vientos Neuquinos I	79,20	Neuquén
MATER	P.E. Los Teros	50,35	Buenos Aires
MATER	P.E. Wayra I	49,40	Buenos Aires
MATER	P.E. Santa Teresita	12,60	Buenos Aires
MATER	P.E. Santa Teresita – A	37,40	Buenos Aires
MATER	P.E. Los Teros II	49,80	Buenos Aires

(Fuente: Neuman, et al. 2020; Elaboración Propia)

Tabla 2. 4 PEs en operación comercial a enero 2021.

Central	Región	Potencia Habilitada [MW]	Histórico		Año Actual:	
			Potencia Media Generada [MW med]	Factor de Carga	2021	
					Potencia Media Generada [MW med]	Factor de Carga
P.E. San Jorge y El Mataco	BAS	203.4	89.69	55.81%	133.51	65.64%
P.E. Los Teros		122.56	61.42	50.11%	60.26	49.17%
P.E. La Castellana		100.8	48.34	47.96%	56.08	55.64%
P.E. Corti		100	45.41	45.41%	50.98	50.98%
P.E. Miramar		98.6	44.63	45.26%	41.73	42.32%
P.E. La Genoveva I		88.2	39.75	45.62%	46.99	53.27%
P.E. Energética I		79.8	36.13	45.27%	47.55	59.59%
P.E. Villalonga		51.75	27.75	53.63%	28.56	55.18%
P.E. Pampa Energía		50.4	21.80	43.24%	27.78	55.12%
P.E. De La Bahía		50.4	26.92	53.79%	31.91	63.32%
P.E. Vientos del Secano		50	26.83	53.66%	26.51	53.02%
P.E. La Genoveva II		41.8	21.51	51.46%	23.79	56.91%
P.E. Vientos de Necochea		37.95	18.87	49.72%	20.91	55.09%
P.E. Energética I - Fase II		19.95	9.69	48.58%	12.97	65.02%
P.E. La Castellana II		15.2	8.18	54.80%	8.84	58.14%
P.E. García del Río		10	5.80	57.96%	6.84	68.36%
P.E. Villalonga II		3.45	1.84	53.32%	1.88	54.61%
P.E. Necochea		0.25	0.01	2.29%	0.00	0.00%
P.E. Manque	CEN	57	25.65	45.46%	23.27	40.82%
P.E. Achiras		48	24.04	50.08%	22.18	46.22%
P.E. Los Olivos		22.8	11.53	50.55%	12.45	54.60%
P.E. Pomona I	COM	101.4	43.48	42.88%	41.38	40.81%
P.E. Vientos Neuquinos I		100.49	38.02	40.88%	41.50	41.30%
P.E. La Banderita		39.6	18.99	47.96%	21.51	54.32%
P.E. Pomona II		11.7	4.89	41.83%	5.08	43.39%
P.E. Arauco II	NOA	99.75	40.68	40.79%	46.94	47.06%
P.E. Arauco		50.4	5.87	23.31%	7.26	28.80%
P.E. El Jume		8	1.39	17.39%	0.96	11.98%
P.E. Pto. Madryn II	PAT	151.2	76.92	50.87%	71.36	47.20%
P.E. Del Bicentenario		100.8	55.87	55.43%	56.97	56.52%
P.E. Manantiales Behr		99	55.86	59.96%	59.78	60.38%
P.E. Aluar - Autogenerador		93.6	47.54	54.12%	47.46	50.70%
P.E. Pto. Madryn I		71.1	37.08	52.15%	36.01	50.64%
P.E. Aluar I		68.4	30.91	50.60%	34.20	50.00%
P.E. Rawson I		52.5	20.52	40.80%	19.63	37.39%
P.E. Loma Blanca I		51.2	-	-	-	-
P.E. Loma Blanca II		51.2	29.65	57.92%	30.11	58.80%
P.E. Loma Blanca III		51.2	-	-	-	-
P.E. Malaspina		50.4	21.72	43.09%	21.28	42.22%
P.E. Loma Blanca IV		50	19.12	38.25%	16.14	32.27%
P.E. Rawson II		31.15	12.50	41.91%	12.58	40.40%
P.E. Chubut Norte		28.8	15.89	55.17%	15.27	53.04%
P.E. Diadema II		27.6	11.14	40.35%	11.20	40.60%
P.E. Del Bicentenario II		25.2	13.49	53.54%	14.73	58.44%
P.E. Rawson III		25.05	12.47	49.77%	11.53	46.03%
P.E. Garayalde		24.15	13.14	54.39%	12.26	50.75%
P.E. Diadema	6.3	3.12	49.60%	3.19	50.68%	
P.E. El Tordillo	3	0.31	10.28%	0.00	0.00%	
Total:		2725.5				

Fuente: Cammesa, 2020

- Los PE Necochea y El Tordillo se encuentran indisponibles desde marzo de 2017 y julio de 2019 respectivamente.
- Los PE Loma Blanca I y III recibieron habilitación comercial por la totalidad de su potencia instalada el día 22/01/2021. Para el presente estudio se consideraron como parques eólicos “En proyecto”.
- El PE Malaspina recibió habilitación comercial en diciembre de 2020, por lo que, al momento del estudio, se lo consideró como “En proyecto”.

2.2.2 Estructura del Sector eléctrico Argentino

La energía eléctrica se comercializa en nuestro país en un mercado conocido como Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) el cual está integrado por generadores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios (GU) y usuarios residenciales.

El conjunto de todas las empresas de transporte de energía eléctrica forma el SADI que es quién materializa a su vez el MEM.

Toda la actividad está regulada por leyes y normas que establecen los conceptos básicos del sector y fijan los lineamientos generales en los que se desenvuelve el mismo. Los organismos que regulan y controlan el mercado eléctrico son: la Secretaría de Energía y el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).

El MEM es administrado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). CAMMESA es una asociación sin fines de lucro integrada en partes iguales por:

- Grandes usuarios
- Generadores
- Transportistas
- Distribuidores
- Estado nacional

y está encargada de:

- Regular el despacho técnico y económico de la generación disponible.
- Efectuar transacciones económicas del MEM.
- Realizar las evaluaciones técnicas de las solicitudes del acceso al SADI.
- Dictar los procedimientos técnicos que se utilizan en la operación.

2.2.3 Regiones del SADI

El SADI está dividido por regiones, las cuáles se encuentran compuestas por provincias. Cada una de ellas cuenta con sus propias fuentes de generación de energía a fines de satisfacer su demanda. No obstante, puede darse el caso en el cual una región genere más energía de la que demanda o viceversa. Cuando sucede lo primero, a la región se la llama “Región Exportadora” y el excedente de energía es consumido por una o más regiones que tengan mayor demanda que generación. A estas últimas se las denominan “Región Importadora”.

A continuación, se listan las regiones del SADI y las provincias que las componen.

- ✓ Noroeste Argentino (NOA): Jujuy, Salta, Catamarca, Tucumán, Santiago del Estero y La Rioja.
- ✓ Noreste Argentino (NEA): Formosa, Chaco, Corrientes y Misiones.
- ✓ Cuyo (CUY): San Juan y Mendoza.
- ✓ Centro (CEN): Córdoba y San Luis.
- ✓ Litoral (LIT): Santa Fe y Entre Ríos.
- ✓ Comahue (COM): La Pampa, Neuquén y Río Negro.
- ✓ Buenos Aires (BAS): Buenos Aires.
- ✓ Gran Buenos Aires (GBA): Ciudad Autónoma de Buenos Aires y conurbano bonaerense.
- ✓ Patagonia (PAT): Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego.

En la **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Figura 2. 1 se expone un mapa geográfico de la República Argentina indicando las regiones mencionadas y los flujos de potencia activa operados por la red de transporte de 500 kV del SADI, tomadas el día 07 de marzo de 2021 a las 12:00 hs. A modo de ejemplo, si se analizan los flujos de potencia, puede observarse que la región patagónica, la cual es objeto de estudio del presente proyecto final, exporta un total de 286 MW de potencia activa hacia la región Comahue.

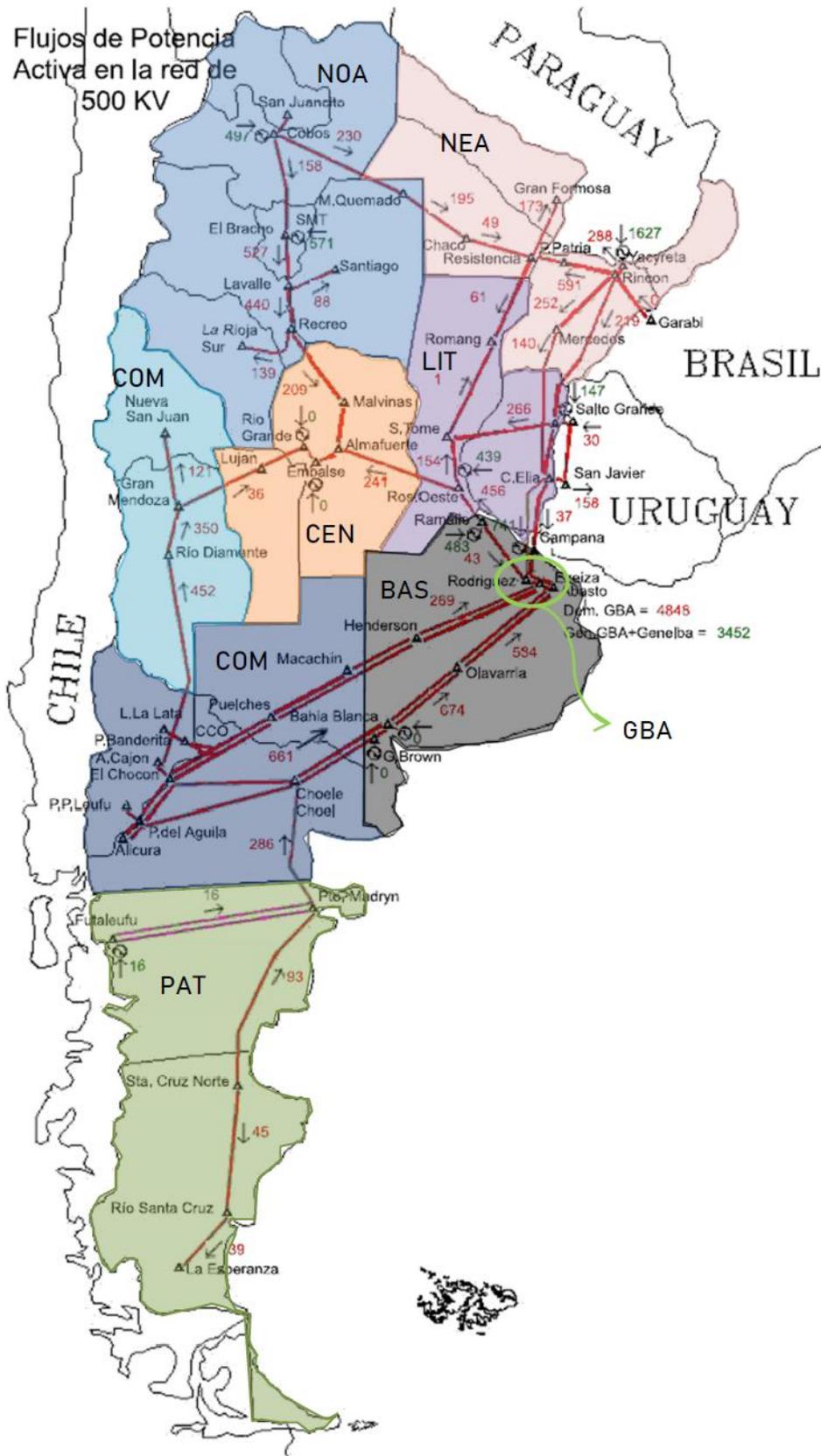


Figura 2. 1. Flujos de potencia activa en la red de 500 [kV] – 07/03/2021, 10:00 hs. (Fuente: CAMMESA, 2021; Elaboración propia).

Siguiendo con el análisis de las regiones que conforman el SADI, a continuación, se muestra la participación de las mismas en relación a la potencia instalada total (Figura 2. 2) y la distribución de la demanda por región (Figura 2. 3).

De ambas imágenes se puede destacar que el 38% de la demanda total del sistema se encuentra en la región de Buenos Aires y el Litoral, mientras que Patagonia es la región con menor demanda, al igual que Comahue. Por otra parte, en lo que refiere a la generación, la Patagonia presenta un 5% de la potencia total instalada del país, lo que la hace una región netamente exportadora de energía.

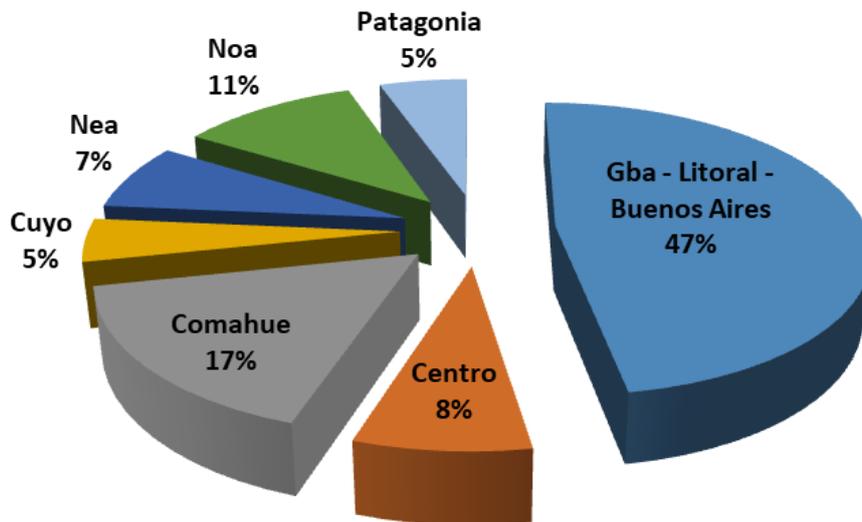


Figura 2. 2 Potencia Instalada distribuida por región.
(Fuente: CAMMESA, 2021; Elaboración propia).

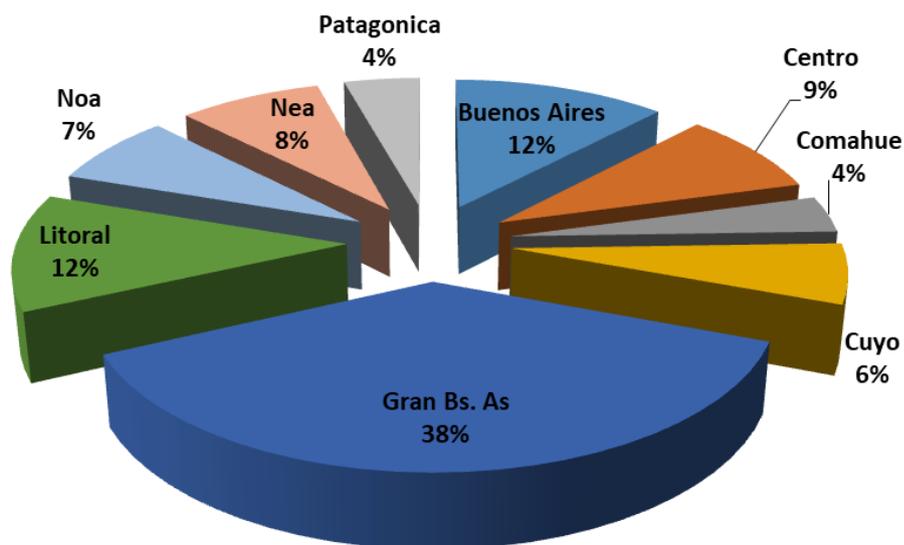


Figura 2. 3. Detalle de distribución de demanda por área.
(Fuente: CAMMESA, 2021; Elaboración propia).

2.2.4 Matriz energética Argentina

El SADI se encuentra actualmente abastecido por una gran variedad de tecnologías de generación, siendo la más predominante la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles (generación térmica convencional), la que representa aproximadamente un 60% del total de la matriz energética (ver Figura 2. 4) totalizando 25.362 MW de potencia instalada. Dentro de éste tipo de generación se encuentran, turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC) y generación diésel (DI). La generación térmica provoca un alto impacto medioambiental, generando grandes cantidades de gases de efecto invernadero, por lo que hoy en día se busca reemplazar este tipo de generación por fuentes de energías llamadas “no convencionales” como lo son las ER.

El resto de la matriz energética se constituye por energía hidráulica (26%); nuclear (4%) y renovables (10%). La potencia instalada de cada una de las tecnologías detalladas se observa en la Figura 2. 4.

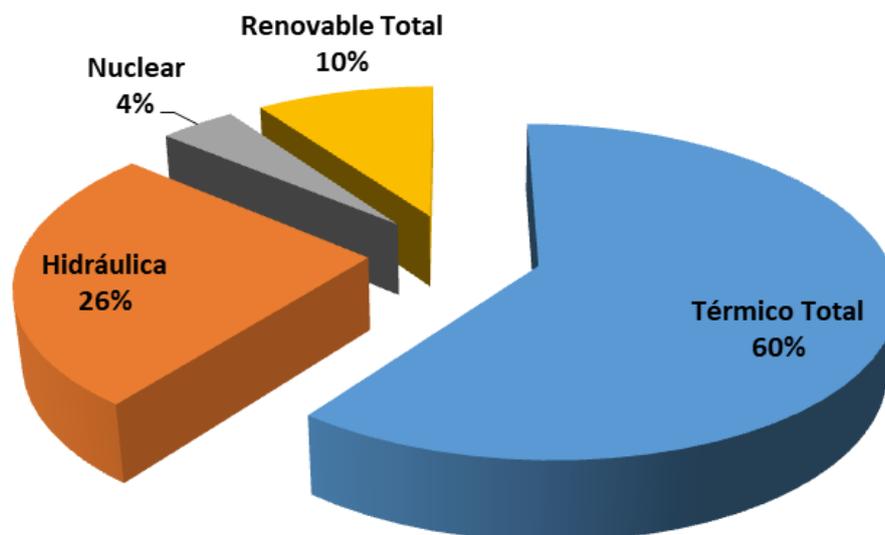


Figura 2. 4. Participación de potencia instalada distribuida por tecnología.
(Fuente: CAMMESA, 2021; Elaboración propia).

Las ER fueron aumentando su participación en la matriz energética a causa de las leyes que impulsaron su desarrollo a nivel nacional, como ya fue detallada en el punto 0. Hoy en día, la potencia instalada en energías renovables es de 4.105 MW. Su nivel de repartición se presenta en la Figura 2. 5 y Figura 2. 6

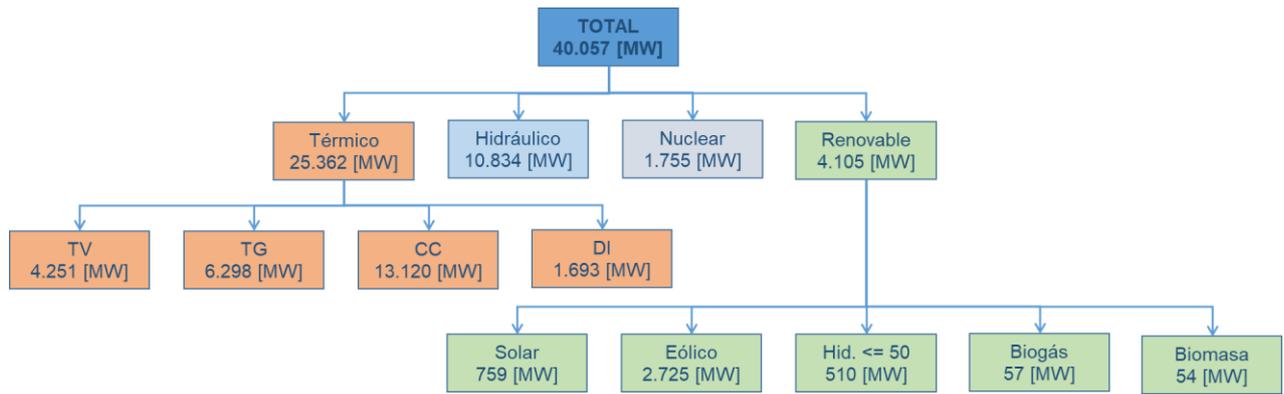


Figura 2. 5. Potencia instalada por tecnología.
(Fuente: CAMMESA, 2021; Elaboración propia).

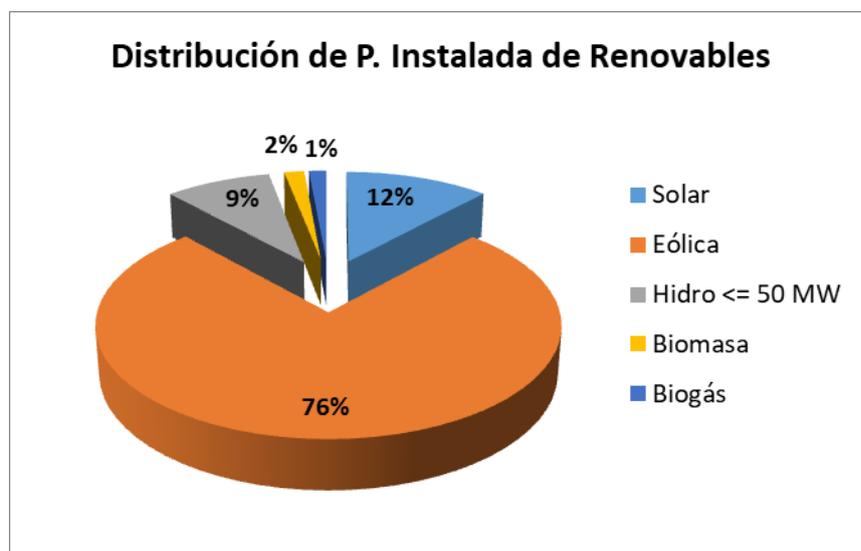


Figura 2. 6. Participación de potencia instalada de energías renovables
(Fuente: CAMMESA, 2021; Elaboración propia).

Según se observa en la Figura 2. 5 y Figura 2. 6, del total de la potencia instalada de ER, la más predominante es la EE, sumando un total de 2.725 MW. Del total de la EE instalada, el 39% corresponde a proyectos localizados en la región patagónica, alcanzando 1.062 MW, como puede observarse en la Figura 2. 7.

En la siguiente sección, se muestra en detalle cada uno de los proyectos de energía eólica que se encuentran actualmente en servicio en la región patagónica y también los próximos PEs que ganaron las licitaciones de los programas mencionados en el apartado “0

Inicios de las Energías Renovables en Argentina y situación actual”, los cuales deberían entrar en servicio en el corto y mediano plazo.

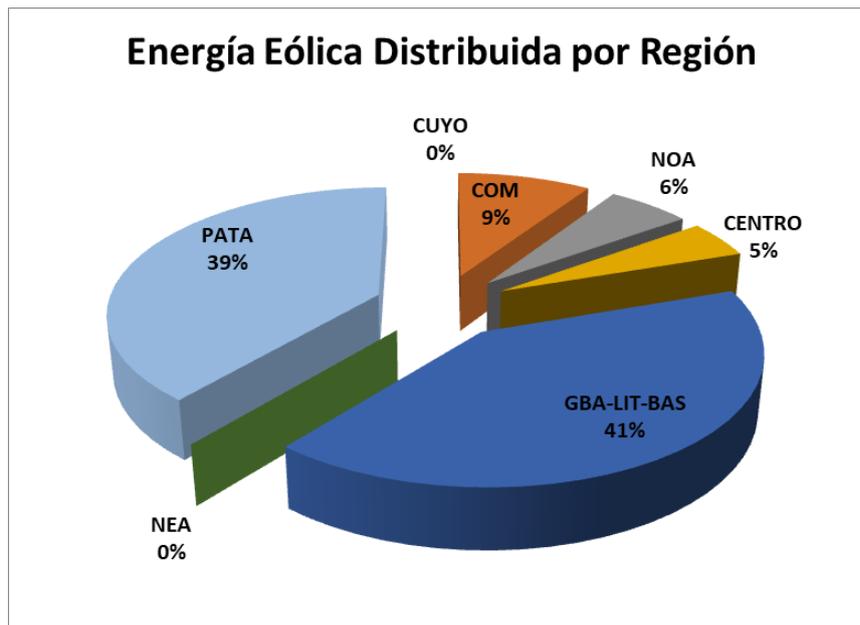


Figura 2. 7. Energía Eólica distribuida por Región.
(Fuente: CAMMESA, 2021; Elaboración propia).

2.3 Generación Eólica en la región Patagónica.

Tal como se dejó entrever en el apartado precedente, del total de las ER utilizadas para la generación de energía eléctrica, la eólica es la que predomina. Esto no es casualidad, dado que nuestro país presenta condiciones excelentes para el aprovechamiento de este tipo de energía debido a las elevadas velocidades medias anuales de vientos. En la Figura 2. 8, se observa un mapa de vientos de la República Argentina, en donde se puede ver claramente que la media de los vientos a 80 metros de altura es muy superior en la región patagónica con relación a las demás, detectándose velocidades medias de vientos superiores a los 8,5 m/s. Por ende, tampoco es casualidad que el 39% de los proyectos de PEs se establezcan en la zona sur del país.

Por otra parte, y a los efectos de cumplir con los objetivos del proyecto final, fue necesario realizar un relevamiento de los PEs de la región patagónica con motivo de determinar qué proyectos se encuentran en servicio y cuales en etapa de desarrollo. Los primeros son aquellos que tienen habilitación comercial para funcionar y vender energía al MEM mientras que los segundos, son aquellos que se encuentran en etapa de construcción o que al momento del presente estudio no tienen habilitación comercial (también puede darse el caso en el cuál no han iniciado sus obras, pero ganaron las rondas licitatorias).

En la

Tabla 2. 5 y

Programa	Nombre	Provincia	P [MW]
MATER	Aluar I	Chubut	51,50
Programa	Nombre	Provincia	P [MW]
Renovar Ronda 2	Cañada León	Santa Cruz	99,00
Renovar Ronda 1,5	Bicentenario	Santa Cruz	100,80
MATER	Chubut Norte II	Chubut	26,00
Renovar Ronda 2	Chubut Norte III	Chubut	57,60
Renovar Ronda 2	Chubut Norte IV	Chubut	82,80
Res 108/2016	Diadema	Chubut	27,60
Renovar Ronda 2	Diadema II	Chubut	27,60
Renovar Ronda 1	Loma Blanca II	Chubut	24,00
Res 202/2016	Koule Kayke II	Santa Cruz	24,00
Res 202/2016	Mamatalescahr	Chubut	99,20
Res 202/2016	Loma Blanca III	Chubut	51,20
Res 202/2016	Puerto Madryn II	Chubut	151,20
Renovar Ronda 1,5	Loma Blanca VI	Chubut	100,80
Res 202/2016	Malaspina I	Chubut	50,00
Renovar Ronda 1	Vientos los Hércules	Chubut	34,00
GENKEN	Rawson II	Chubut	97,20
MATER	Rawson III	Chubut	25,80
RES 108/2016	Poramo	Chubut	3,00
POTENCIA TOTAL A INSTALAR [MW]			691,00
POTENCIA TOTAL INSTALADA [MW]			891

Tabla 2. 6 se detallan los PEs “En Servicio” y “En proyecto”, respectivamente, en conjunto con su programa de adjudicación, potencia nominal y provincia en donde se encuentran ubicados.

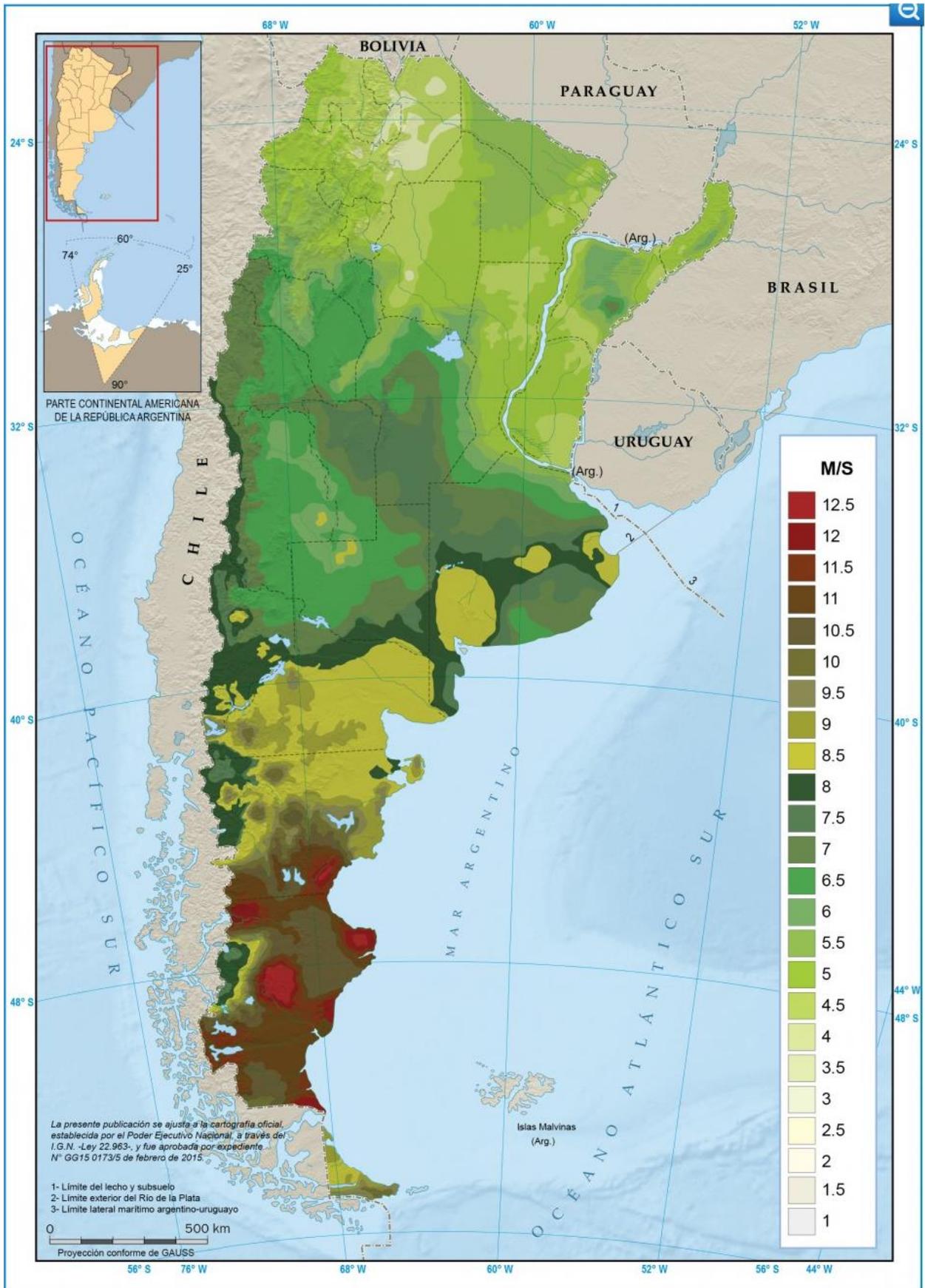


Figura 2. 8. Mapa de vientos de la República Argentina (Fuente: <http://energiasdemipais.educ.ar/>)

Tabla 2. 5 PEs “En Servicio”.

Programa	Nombre	Provincia	P [MW]
MATER	Aluar I	Chubut	51,50
MATER	Aluar II	Chubut	60,00
MATER	Aluar III	Chubut	51,50
Renovar Ronda 1,5	Bicentenario	Santa Cruz	100,80
MATER	Bicentenario II	Santa Cruz	25,20
Renovar Ronda 1	Chubut Norte	Chubut	28,80
Res 108/2016	Diadema	Chubut	6,30
Renovar Ronda 1	Garayalde	Chubut	24,20
Res 202/2016	Loma Blanca II	Chubut	51,20
GENREN	Loma Blanca IV	Chubut	51,00
MATER	Manantiales Behr	Chubut	99,00
Res 202/2016	Puerto Madryn I	Chubut	79,00
Res 202/2016	Puerto Madryn II	Chubut	151,20
GENREN	Rawson I	Chubut	53,00
GENREN	Rawson II	Chubut	32,00
MATER	Rawson III	Chubut	25,00
Res 108/2016	Tordillo	Chubut	3,00
POTENCIA TOTAL INSTALADA [MW]			891

(Fuente: CAMMESA 2021, Ministerio de Energía y Minería; Elaboración Propia).

Tabla 2. 6 PEs “En Proyecto”.

Programa	Nombre	Provincia	P [MW]
Renovar Ronda 2	Cañada León	Santa Cruz	99,00
MATER	Chubut Norte II	Chubut	26,00
Renovar Ronda 2	Chubut Norte III	Chubut	57,60
Renovar Ronda 2	Chubut Norte IV	Chubut	82,80
Renovar Ronda 2	Diadema II	Chubut	27,60
Renovar Ronda 1	Kosten	Chubut	24,00
Res 202/2016	Koule Kayke II	Santa Cruz	24,00
Res 202/2016	Loma Blanca I	Chubut	51,20
Res 202/2016	Loma Blanca III	Chubut	51,20
Renovar Ronda 1,5	Loma Blanca VI	Chubut	100,00
Res 202/2016	Malaspina I	Chubut	50,00
Renovar Ronda 1	Vientos los Hércules	Santa Cruz	97,20
POTENCIA TOTAL A INSTALAR [MW]			691,00

(Fuente: CAMMESA 2021, Ministerio de Energía y Minería; Elaboración Propia).

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presenta un resumen del total de proyectos adjudicados en la región Patagónica para cada uno de los diferentes programas y la suma de sus potencias totales.

Tabla 2. 7 Total de proyectos adjudicados

Programa	Proyectos	P [MW]
Res 108/2016	2	10
Renovar Ronda 1	4	174
Renovar Ronda 1,5	2	201
Renovar Ronda 2	4	267
Res 202/2016	6	458
MATER	7	338
GENREN	3	136
TOTAL	28	1.584

De lo analizado, se puede concluir que la región patagónica presenta características excelentes para impulsar inversiones que permitan el crecimiento de la energía eólica destinadas a la producción de energía. Esto, hace que cada vez sean más los PEs que quieren instalarse en la región, totalizando hasta el momento una potencia de 1.584 MW de aporte de potencia al SADI.

Por otro lado, la región patagónica no se destaca por ser una región con gran demanda de potencia, sino todo lo contrario, es decir, resulta ser (hasta el momento y con los PEs actualmente en servicio) una región netamente exportadora de energía, canalizando su flujo de potencia a través de las redes de 132 y 500 kV del SADI hacia el gran centro de consumo (GBA). Este fenómeno se acentuará con la puesta en servicio de los PEs que se encuentran actualmente en etapa de desarrollo, lo cual, puede llegar a producir un aumento notable en el vertido de energía a través de las redes de transporte y transmisión. Por ello, en este trabajo se pretende estudiar y analizar el comportamiento del sistema de transporte y transmisión patagónico a fines de identificar los posibles problemas y restricciones en líneas de extra alta (LEAT) y líneas de alta tensión (LAT) y en aquellos elementos constitutivos de la red, ante el ingreso individual y en conjunto de los diferentes proyectos de PEs, abarcando el vertido energético de los todos los PEs ante los escenarios de demanda-generación más exigentes que se pueden presentar.

CAPÍTULO 2

Análisis estadístico del viento, productividad energética y parámetros de funcionamiento del Aerogenerador.

3. Capítulo 2: Análisis estadísticos del tiempo

3.2 Generalidades del Aerogenerador

3.2.1 Principio de funcionamiento de un Aerogenerador

Un aerogenerador transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica pasando por el estado intermedio de conversión a energía mecánica de rotación a través de las palas. Los aerogeneradores pueden ser de “sustentación” o de “resistencia” en función de cuál de las fuerzas generadas por el viento se use como “fuerza motriz”.

Las turbinas de uso más extendido en la actualidad son las de “sustentación”. En ellas el viento circula por ambas caras de la pala, las cuales tienen perfiles geométricos distintos, creando una depresión en la cara superior y una presión en la cara inferior. Esta diferencia de presiones da lugar a una fuerza denominada “sustentación aerodinámica” sobre la superficie de la pala provocando su rotación alrededor del buje. A su vez, se produce una fuerza de resistencia que se opone al movimiento y es perpendicular a la de sustentación (ver Figura 3. 1)Figura 3. 1 Sustentación aerodinámica en la pala de aerogenerador. (Fuente: ABB, 2012).. La relación sustentación/resistencia es elevada dentro de los rangos normales de operación.

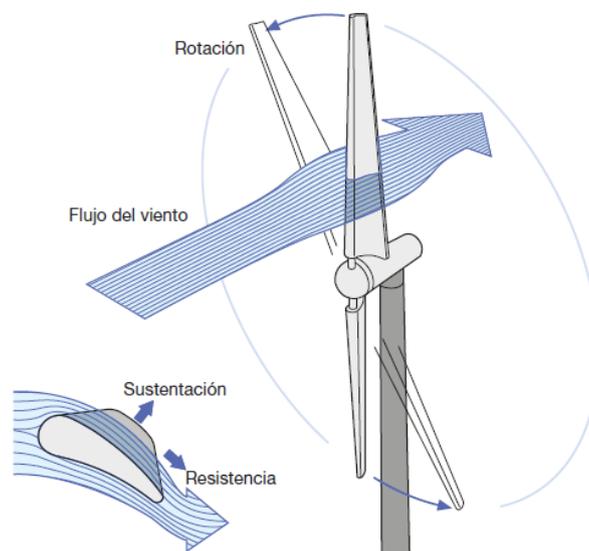


Figura 3. 1 Sustentación aerodinámica en la pala de aerogenerador. (Fuente: ABB, 2012).

3.2.2 Tipos de Aerogeneradores

En función de la tecnología de construcción, los aerogeneradores pueden clasificarse en dos grandes familias:

- Aerogeneradores de eje vertical → VAWT (Vertical Axis Wind Turbine);

- Aerogeneradores de eje horizontal → HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine).

A su vez los aerogeneradores VAWT, que representan menos del 1% del total, se subdividen en:

- Aerogeneradores del tipo Savonius;
- Aerogeneradores del tipo Darrieus;
- Aerogeneradores híbridos Darrieus-Savonius.

Los aerogeneradores HAWT, que representan el restante 99%, se subdividen en:

- Aerogeneradores a barlovento (upwind);
- Aerogeneradores a sotavento (downwind).

De los aerogeneradores de eje horizontal, aproximadamente un 99% son de tres palas, mientras que el 1% restante son de dos palas. En la Tabla 3. 1, se comparan las principales características de los aerogeneradores de dos y de tres palas.

Tabla 3. 1 Comparativa aerogeneradores de dos y de tres palas

2 PALAS	3 PALAS
Menor costo del rotor (menor peso)	Mayor compensación de las fuerzas aerodinámicas
Más ruidoso (velocidad periférica mayor)	Mayor estabilidad mecánica (fuerzas giroscópicas equilibradas)
Instalación más simple (ensamblaje en tierra de la torre)	Par motor uniforme
Mayor complejidad de diseño (necesita un buje basculante)	Menor impacto visual

(Fuente: ABB, 2012)

Los aerogeneradores barlovento, llamados así porque el viento encuentra antes el rotor que la torre, tienen una mayor eficiencia que los aerogeneradores a sotavento, ya que no presentan interferencias aerodinámicas con la torre. En cambio, tienen el inconveniente de no alinearse automáticamente en la dirección del viento dominante, por lo que necesitan una aleta direccional o un sistema de orientación.

Los aerogeneradores de eje horizontal a sotavento acusan los efectos negativos de la interacción torre-rotor, pero se alinean automáticamente y pueden utilizar un rotor flexible para resistir los vientos fuertes (ver Figura 3. 2) (ABB, 2012)

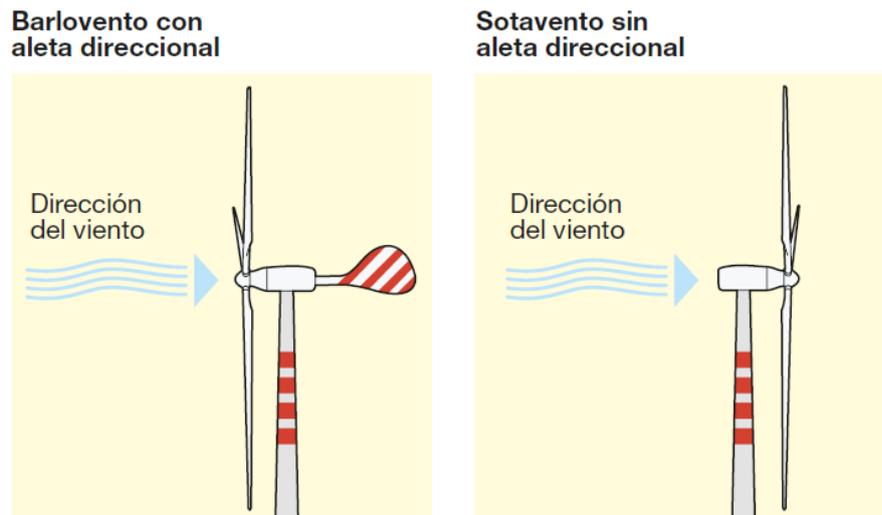
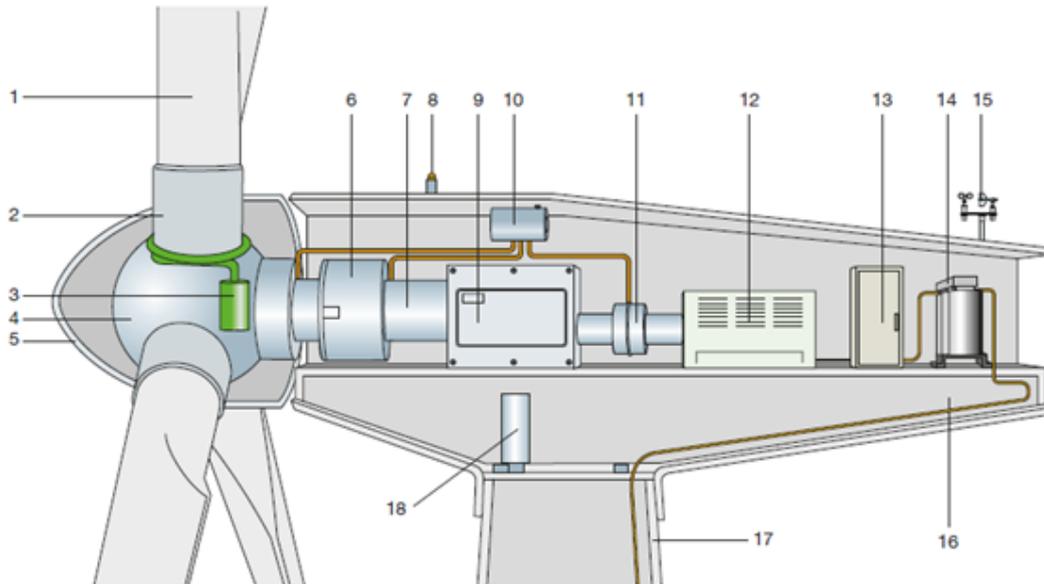


Figura 3. 2 Aerogeneradores de eje horizontal (Fuente: ABB, 2012)

3.2.3 Componentes principales del Aerogenerador

Existen diversas variedades y tecnologías de aerogeneradores, por lo cual, a continuación, se describe brevemente los principales componentes de un aerogenerador del tipo horizontal de tres palas, el cual es del tipo más implementado a nivel mundial, no escapando a ello los PEs de la región patagónica.



- | | |
|---|--|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. pala; 2. soporte de la pala; 3. actuador del ángulo de paso; 4. buje; 5. cubierta; 6. soporte principal; 7. eje principal; 8. luces de señalización aérea; 9. multiplicador; | <ol style="list-style-type: none"> 10. dispositivos hidráulicos de refrigeración; 11. frenos mecánicos; 12. generador; 13. convertidor de potencia y dispositivos eléctricos de control, protección y seccionamiento; 14. transformador; 15. anemómetros; 16. estructura de la góndola; 17. torre de soporte; 18. mecanismo actuador de la orientación. |
|---|--|

Figura 3. 3 Componentes principales del Aerogenerador (Fuente: ABB, 2012)

3.2.3.1 Pala

Es el componente que interactúa con el viento y se diseñan con un perfil que maximice su eficiencia aerodinámica. La pala presenta una curvatura de perfil de unos 25° entre la base y su extremo logrando una buena sustentación y una baja resistencia aerodinámica en el extremo de la pala.

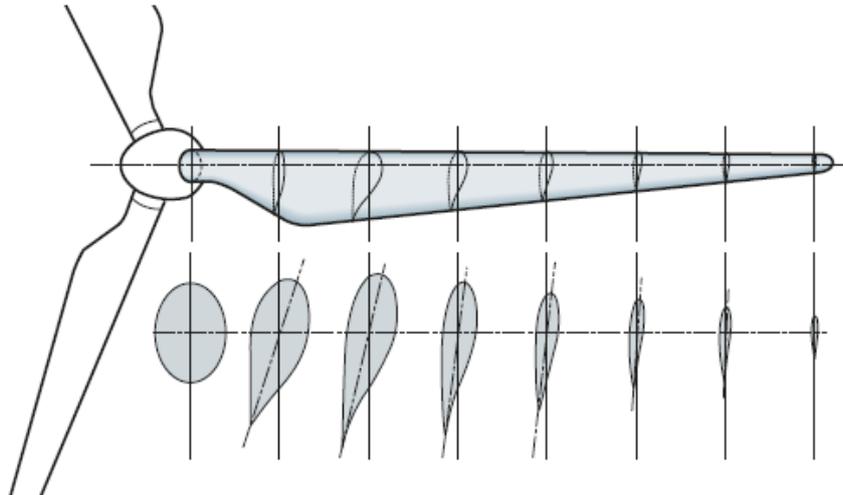


Figura 3. 4 Sección transversal de pala (Fuente: ABB, 2012)

La sección de la pala es grande para obtener la rigidez necesaria para resistir las cargas mecánicas variables que permiten el funcionamiento normal.

Se fabrican con materiales ligeros como plásticos reforzados con fibra, con buenas propiedades de resistencia al desgaste, como por ejemplo la fibra de carbono.

3.2.3.2 Buje

El buje es el componente que conecta las palas al eje principal, transmitiéndole la potencia extraída del viento, e incluye los mecanismos de regulación del ángulo de paso.

El buje suele ser de acero o de fundición y se protege externamente con una funda ovalada denominada cubierta. Hay tres tipos principales de buje (Figura 3. 5):

- rígido (es el que se utiliza con mayor frecuencia);
- basculante (teetering);
- para palas abisagradas.

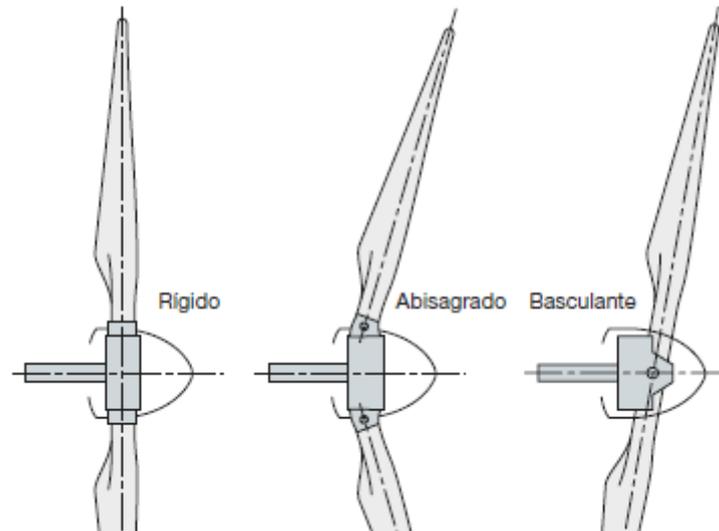


Figura 3. 5 Tipos de bujes (Fuente: ABB, 2012)

3.2.3.3 Multiplicador

El propósito del multiplicador es aumentar la velocidad de rotación del rotor, para adaptarla a los valores requeridos por generadores convencionales. Se ubica entre el rotor, que extrae la energía cinética del viento y la transforma en energía mecánica de rotación y el generador eléctrico.

La caja multiplicadora se evita cuando se utilizan generadores sincrónicos con rotor de imanes permanentes (PMSG) obteniendo una considerable reducción de espacio, tamaño y peso de la góndola. Además, se evita un punto más de falla del conjunto aerogenerador, a su vez, se logra una notable disminución de ruido.

3.2.3.4 Frenos

Como complemento al freno aerodinámico, los aerogeneradores incorporan frenos mecánicos con el fin de detener el rotor ante condiciones adversas o para mantenerlo en estado estático. Dentro de los tipos de frenos se encuentran:

- De disco;
- De fricción.

3.2.3.5 Generador eléctrico

Existen diferentes tecnologías de generadores eléctricos utilizados en aerogeneradores, los cuales se listan a continuación:

- Generadores de corriente continua

- Generadores asincrónicos
- Generadores sincrónicos con rotor bobinado (WRSG)
- Generadores sincrónicos con rotor de imanes permanentes (PMSG)
- Generadores de inducción doblemente alimentado (DFIG).

3.2.3.6 Sistema de rotación

La función del sistema de rotación se basa en ubicar al rotor del generador en posición transversal a la dirección del viento. La góndola se hace rotar sobre la parte superior de la torre con un sistema de control de orientación y rotación activo, constituido por actuadores eléctricos y motorreductores (ver Figura 3. 6).

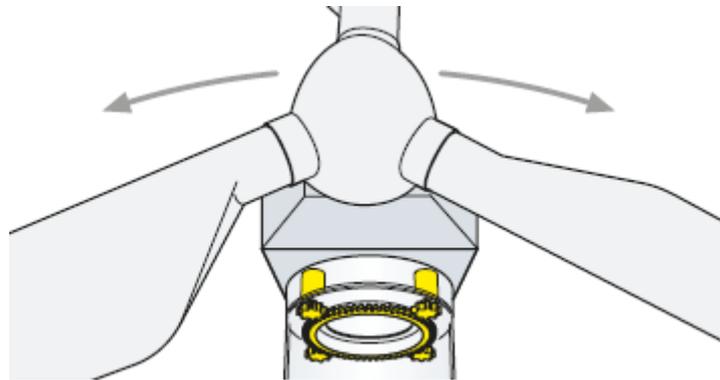


Figura 3. 6 Sistema de rotación del aerogenerador (Fuente: ABB, 2012)

3.2.4 Curva de potencia - velocidad del Aerogenerador

El funcionamiento de un aerogenerador viene determinado según valores específicos de potencia en función de velocidades del viento, lo cual queda definido a través de la “Curva de potencia” del aerogenerador (ver Figura 3. 7). Esta es una característica de cada máquina y es obtenida por los fabricantes en laboratorios con condiciones especiales para su elaboración, la cual está normalizada según la norma IEC-61400 (IEC, 2005).

La curva de potencia cuenta con los siguientes valores característicos:

- *Velocidad de arranque*: el rotor empieza a girar y el alternador genera una tensión, que aumenta con la velocidad.
- *Velocidad de acoplamiento (cut- in speed)*: cuando la tensión es lo suficientemente elevada para la aplicación específica, entonces se empieza a producir energía y se activa todo el circuito, el cual constituirá la carga del aerogenerador. Esta velocidad se da entre los 2 a 4 [m/s]

- *Velocidad nominal (rated speed)*: es la velocidad a la cual se alcanza la potencia nominal del aerogenerador. En rotores tripala suele estar comprendida entre los 12 y 15 [m/s].
- *Velocidad de desconexión (cut – out speed)*: es la velocidad del viento por encima de la cual el rotor debe detenerse para evitar daños en la máquina; el sistema de control interviene mediante dispositivos adecuados. Esta velocidad se da para valores de entre 20 a 25 [m/s].

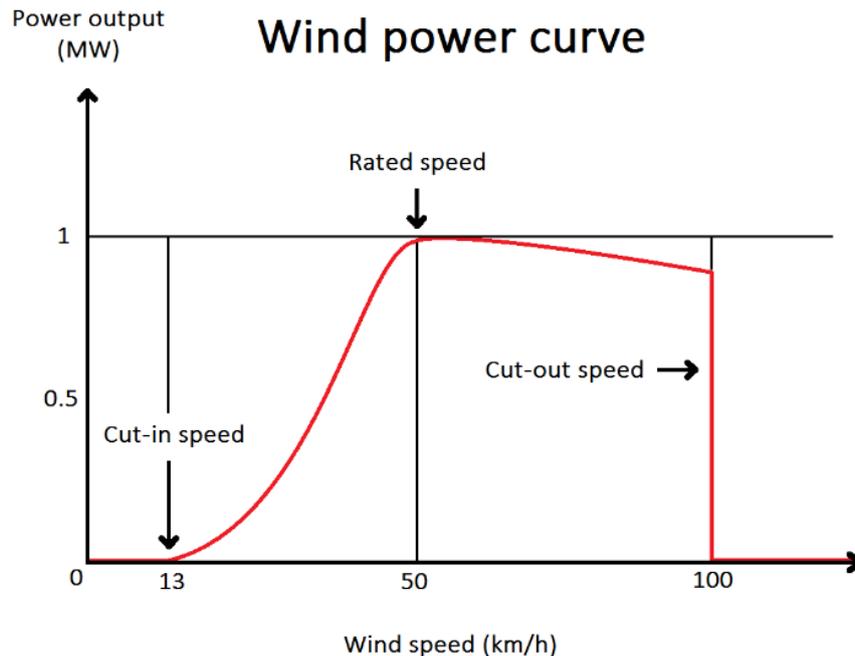


Figura 3. 7 Curva de potencia genérica de un aerogenerador (Fuente: <https://energyeducation.ca>)

3.2.5 Regulación de potencia del aerogenerador

Existen tres tipos de control de potencia activa según la tecnología del aerogenerador. Cada tipo de control define una curva de potencia distinta. Dentro de los tipos de control se encuentran:

- Control de potencia activa por pérdida aerodinámica con las palas fijas (“Stall Controlled”)
- Con ajuste de ángulo de paso de las palas (“Pitch Controlled”)

3.2.5.1 Control por entrada en pérdidas (Stall)

El perfil aerodinámico de las mismas palas consigue que cuando la velocidad del viento supere la velocidad nominal, a la cual extrae la potencia nominal, comience a entrar en pérdida aerodinámica de manera que limite la potencia a extraer.

El sistema cuenta con un sistema de frenado compuesto por dispositivos situados en la punta de la pala, accionados por un sistema hidráulico que al actuar ofrecen una resistencia aerodinámica suficiente para reducir la velocidad de giro a un nivel seguro. Se utiliza generalmente en máquinas de velocidad constante con generador asíncrono de potencias menores a 1 MW.

La curva de potencia se puede ver en la Figura 3. 8 en donde, para la velocidad de viento nominal, se consigue la potencia nominal del aerogenerador; mientras que, para valores mayores a la velocidad nominal, la potencia disminuye.

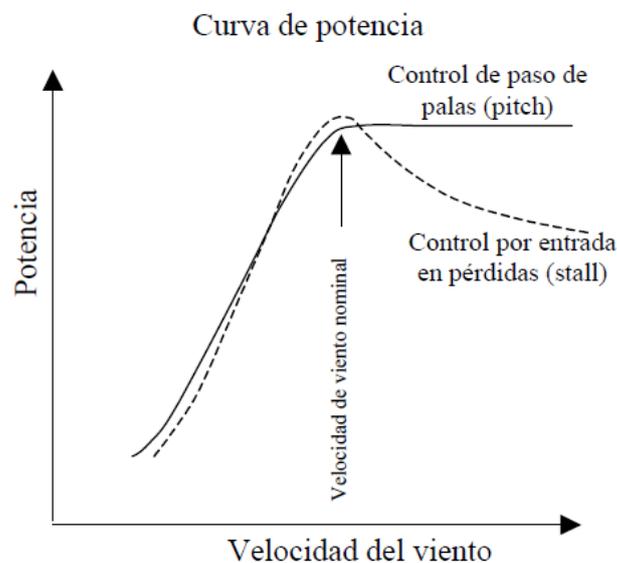


Figura 3. 8 Curva de potencias según regulación del paso de palas variable y por entrada en pérdidas (con paso de palas fijo).

3.2.5.2 Control de paso de palas (Pitch)

Estos sistemas son capaces de girar las palas a lo largo de su eje longitudinal permitiendo controlar la potencia generada para distintas velocidades de viento. Esto permite al aerogenerador extraer su potencia nominal para velocidades iguales o mayores a la velocidad nominal del viento, logrando una curva de potencia más uniforme que en el caso del control por entrada en pérdida.

En la Figura 3. 8 se representa la curva de potencia de los aerogeneradores con este tipo de control y se compara con la curva de potencia de un control de entrada en pérdida.

3.2.6 Tecnologías de Aerogeneradores

Existen diversos tipos de tecnologías de aerogeneradores que se pueden clasificar en dos grupos:

- Aerogeneradores de velocidad fija: trabajan conectados directamente con la red de potencia.
- Aerogeneradores de velocidad variables: se conectan a la red mediante un sistema de conversión electrónica de potencia.

3.2.6.1 Generador de inducción de velocidad constante.

Este tipo de tecnología utiliza una máquina asincrónica con rotor de tipo jaula de ardilla (SCIG). Para su funcionamiento, es necesario que absorban una cierta cantidad de potencia reactiva, la cual puede ser tomada de la red o mediante un banco de capacitores. Además, necesitan una fuente externa de frecuencia constante para generar el campo magnético rotativo, por lo que se conectan a redes con elevadas potencias de cortocircuito que sean capaces de mantener la frecuencia dentro de parámetros aceptables.

Existen dos métodos para realizar el arranque y posterior acoplamiento con la red de potencia. El primer método, se basa en acelerar la máquina a través del rotor eólico hasta alcanzar la velocidad de sincronismo para luego, conectarlo a la red. En este caso, el arranque es automático y se debe disponer de un control de ángulo de paso de las palas.

El segundo método consiste en conectar el generador a la red eléctrica, haciéndolo funcionar como motor hasta alcanzar la velocidad de régimen. Se utiliza en aerogeneradores con control pasivo de la condición en pérdida. En este caso el sistema de control monitoriza la velocidad de viento y establece el rango de velocidades para la puesta en marcha del aerogenerador. Una vez alcanzada la velocidad de sincronismo, la potencia eólica hace que el rotor funcione en modo hipersincrónico, con deslizamiento negativo, entregando potencia activa a la red.

El rango de variación en la velocidad es prácticamente nulo, dado que el deslizamiento tiene un valor del orden del 2%, factor que condiciona el funcionamiento del aerogenerador a velocidad prácticamente constante. Esto produce que variaciones de viento se traduzcan directamente a variaciones de potencia activa y reactiva.

Los componentes principales de este tipo de tecnología se muestran en la Figura 3. 9.

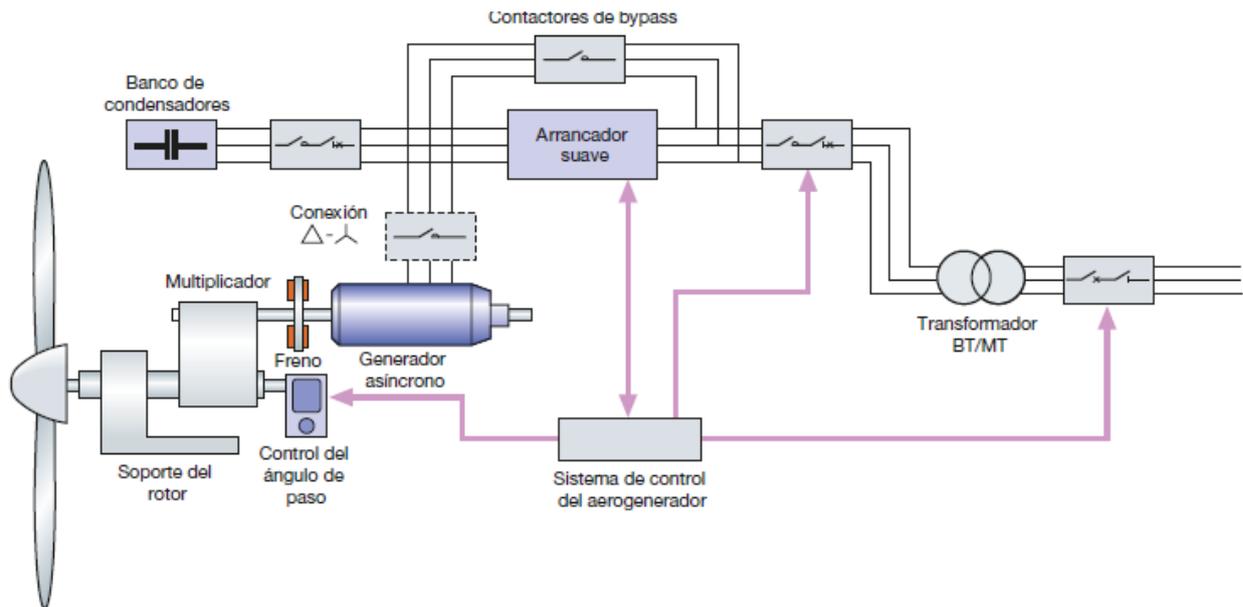


Figura 3. 9 Componentes de un aerogenerador de inducción (Fuente: ABB, 2012)

3.2.6.2 Aerogeneradores de velocidad variable

Existen diversas maneras de hacer funcionar el rotor a velocidad variable manteniendo al mismo tiempo, la frecuencia constante. Estas alternativas, desde el punto de vista eléctrico pueden ser:

- Generadores de rotor bobinado con resistencia variable;
- Generadores asincrónicos de rotor bobinado con alimentación doble (DFIG);
- Generadores sincrónicos con un convertidor electrónico de potencia entre el estator y la red;

3.2.6.2.1 Generadores de rotor bobinado con resistencia variable

Este tipo de variación de velocidad se logra con la incorporación de una resistencia variable externa en serie con el bobinado rotórico. De esta manera, el deslizamiento aumenta y por ende la velocidad del rotor se reduce.

Por otra parte, se produce un aumento de pérdidas Joule del rotor, con lo cual el rendimiento disminuye. Siendo "T" el torque del generador dado por la ecuación Ec. 3. 1:

$$T = \frac{0,975}{n_c} \cdot 3 \cdot I_2'^2 \cdot \frac{R_2'}{s} \quad \text{Ec. 3. 1}$$

Dónde:

- I_2' : Corriente del bobinado secundario referida al primario [ohm]
- R_2' : Resistencia del bobinado secundario referida al primario [ohm]

- s : deslizamiento
- n_c : velocidad sincrónica [r.p.m]

Despejando el deslizamiento, la Ec. 3. 1 se transforma en la Ec. 3. 2, cuya expresión es la siguiente:

$$s = \frac{0,975}{n_c \cdot T} \cdot 3 \cdot I_2'^2 \cdot R_2' \quad \text{Ec. 3. 2}$$

Al aumentar la resistencia rotórica " R_2' " se produce un aumento del deslizamiento de manera proporcional y, a consecuencia, una disminución de la velocidad del rotor, la cual depende de la Ec. 3. 3:

$$n = n_c \cdot (1 - s) \quad \text{Ec. 3. 3}$$

Por otra parte, el aumento de la resistencia rotórica provoca un aumento en las pérdidas Joule del bobinado secundario, la cual se manifiesta según la expresión siguiente:

$$P_{cu2} = 3 \cdot I_2'^2 \cdot R_2' \quad \text{Ec. 3. 4}$$

El margen de variación es pequeño, debido a que se encuentra limitado por el número de resistencias a colocar en el rotor y por la gran reducción de rendimiento.

Mediante esta resistencia es posible obtener una variación de la velocidad por encima de la de sincronismo en el rango 0-10%.

3.2.6.2.2 Generador de inducción doblemente alimentado (DFIG)

En esta tecnología la tensión del estator proviene de la red eléctrica, mientras que el rotor, se alimenta a través de un convertidor electrónico tipo IGBT (Isulated Gate Bipolar Transistor). De esta forma, el rotor recibe tensiones y frecuencias adecuadas con el fin de compensar la diferencia de frecuencia entre la velocidad angular del campo magnético rotativo del estator y la velocidad angular efectiva del rotor, lo que permite variar en un rango comprendido entre el 70% de la velocidad sincrónica hasta un 130%. Además, es posible controlar la producción de potencia reactiva, lo que permite la regulación de la tensión y la magnetización de la máquina por el rotor, prescindiendo de la tensión de red.

A diferencia del anterior, el rotor de este generador de inducción es de rotor bobinado y no de jaula de ardilla. El esquema de conexión simplificado y los componentes básicos de este tipo de generador se pueden ver en la Figura 3. 10.

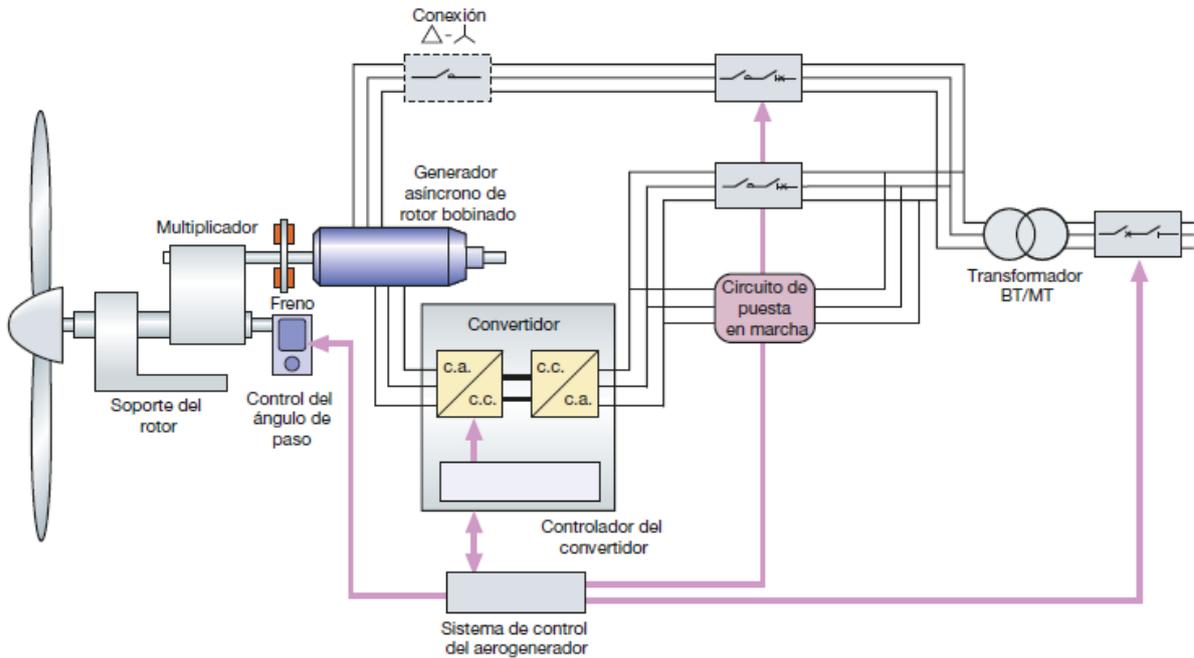


Figura 3. 10 Componentes generadores DFIG (Fuente: ABB, 2012)

3.2.6.2.3 Generador sincrónico con impulso directo (Full-Converter)

Este sistema recibe el nombre de transmisión directa debido a que este tipo de tecnología elimina la caja multiplicadora.

La máquina se conecta a la red de potencia a través de un convertidor electrónico, el cual deberá contar con la capacidad de potencia suficiente para poder transmitir el total de la potencia generada. La particularidad de esta tecnología se basa en controlar de manera total la producción de potencia activa y reactiva, así como la amplitud y frecuencia de voltaje independientemente de las características de la red externa.

El tipo de generador sincrónico varía según la tecnología del rotor, entre los cuales se destacan:

- Rotor bobinado con alimentación externa mediante una fuente DC;
- Rotor de imanes permanentes.

En la Figura 3. 11, se puede observar un diagrama simplificado y los componentes principales de este tipo de tecnología de aerogeneradores.

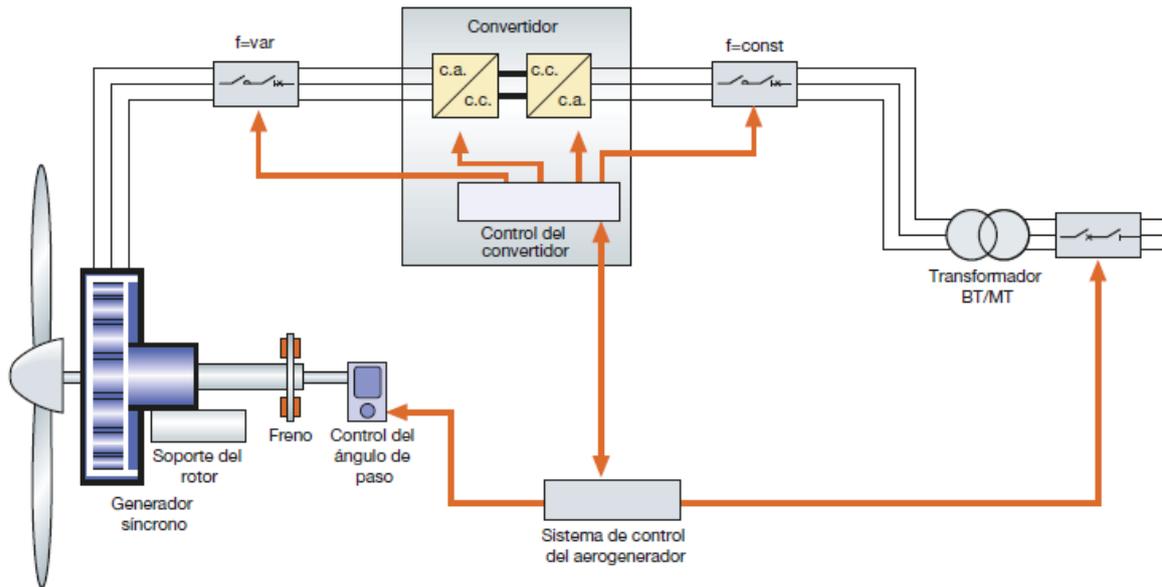


Figura 3. 11 Componentes generador síncrono full-converter (Fuente: ABB, 2012)

3.3 La energía del viento

La energía del viento no es más que la energía cinética contenida en las masas de aire que se mueven por toda la superficie terrestre. Esta energía al encontrarse con las aspas de una turbina eólica es transformada en energía mecánica de rotación en el buje del aerogenerador, para luego, transformarse en energía eléctrica mediante un generador eléctrico.

La energía cinética del aire con masa m y velocidad V , viene dada por la expresión matemática Ec. 3. 5:

$$E = \frac{1}{2} \cdot m \cdot V^2 \quad \text{Ec. 3. 5}$$

Si se asume que el viento barre una superficie A perpendicular a su paso, recorriendo una distancia L (ver Figura 3. 12Figura 3. 12; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) y que la densidad del aire es ρ_{aire} , entonces la Ec. 3. 5 queda expresada a través de la Ec. 3. 6:

$$E = \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{aire}} \cdot A \cdot L \cdot V^2 \quad \text{Ec. 3. 6}$$

Siendo la masa del aire igual a: $m = \rho_{\text{aire}} \cdot A \cdot L$

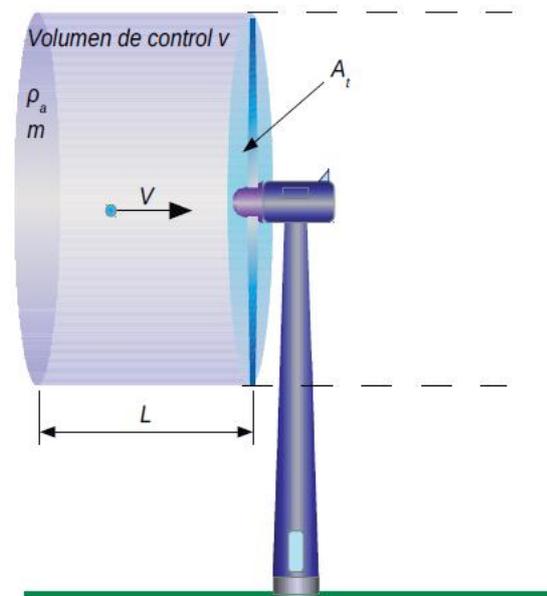


Figura 3. 12 Energía de una masa en movimiento (Fuente: Falces, 2015)

Considerando que la potencia se define como la energía por unidad de tiempo, la Ec. 3. 6 se transforma en la Ec. 3. 7. Teniendo en cuenta que la velocidad a la cual se mueve la masa de aire es igual al cociente entre la longitud L y el tiempo que tarda en atravesar el rotor ($V = \frac{L}{t}$), la Ec. 3. 7 se transforma en la Ec. 3. 8:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{aire}} \cdot A \cdot \frac{L}{t} \cdot V^2 \quad \text{Ec. 3. 7}$$

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{aire}} \cdot A \cdot V^3 \quad \text{Ec. 3. 8}$$

La Ec. 3. 8 define la potencia cinética disponible del viento, donde es importante identificar cuales son los principales parámetros que influyen a la hora de extraer la energía contenida en el viento. Las variables que determinan dicha energía son, la densidad del aire (ρ_{aire}); el área barrida por las palas (A) y la velocidad del viento (V), la cual esta elevada al cubo.

En la Figura 3. 13 se representa la potencia extraída al viento para diferentes diámetros de barrido.

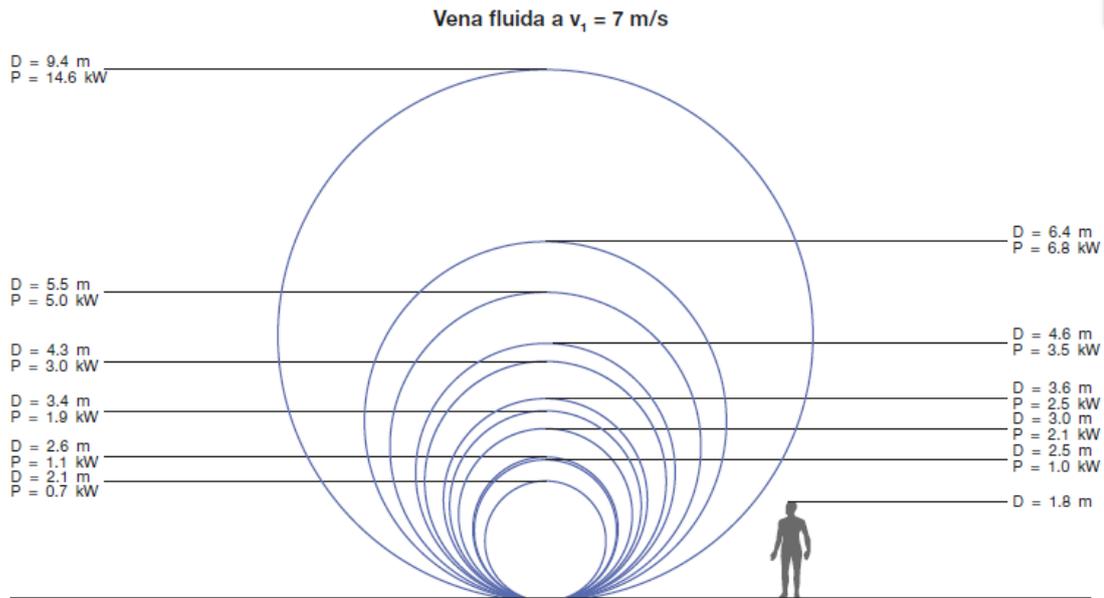


Figura 3. 13 Potencia extraída del viento para diferentes diámetros de barrido (Fuente: ABB, 2012)

En la Ec. 3. 8 la potencia en cada turbina quedará limitada por el tamaño del generador eléctrico del cual dispone el aerogenerador. Si no se limitara, a medida que el viento crece, el equipo seguiría aumentando su producción de electricidad, pero ese límite estará dado por la corriente estática del generador eléctrico y su máxima capacidad. Esa será la máxima potencia que más allá del viento, el aerogenerador podrá entregar.

Es por este motivo que la curva de potencia del aerogenerador se encuentra limitada por una recta horizontal, lo cual indica la máxima potencia del generador que tiene instalado la turbina eólica, y, por ende, la máxima potencia que puede entregar (ver Figura 3. 7).

Además del límite por potencia máxima, también se deben tener en cuenta las pérdidas de la máquina y de esa manera se obtiene la potencia que entregará el aerogenerador. A ese resultado se deberán aplicar los coeficientes de:

- Pérdidas por indisponibilidad de máquinas y subestación: 0,98
- Pérdidas por transporte: 0,97
- Pérdidas por mantenimiento: 0,97

Por lo que la Ec. 3. 8 afectada por los rendimientos, se transforma en la expresión matemática Ec. 3. 9.

$$P = \eta_{ind} \cdot \eta_{tra} \cdot \eta_{mtto} \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot \rho_{aire} \cdot A \cdot V^3 - \text{Pérdidas} \right) \quad \text{Ec. 3. 9}$$

En la Figura 3. 14 se representa la comparación de la curva de potencia teórica disponible por el viento, y la curva real que se obtiene con un aerogenerador. El detalle de las características de la curva de potencia se explicó en el punto “3.2.4”



Figura 3. 14 Curvas teórica y real de un aerogenerador.

3.3.1 Coeficiente de Potencia C_p

Como se vio en el apartado anterior, cuando la corriente de aire se desplaza a través de los álabes, solo una parte de esa energía cinética es transferida al rotor de la máquina.

El coeficiente de potencia indica la relación entre la “potencia entregada por la turbina” versus “la potencia disponible en el en el seno del flujo de aire” (asumiendo ésta como el área completa de barrido por las palas del aerogenerador) y se define según la Ec. 3. 10.

$$C_p = \frac{P_t}{P_d} = \frac{P_t}{\frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{aire}} \cdot A \cdot V^3} \quad \text{Ec. 3. 10}$$

El diseño de la turbina debe optimizarse para conseguir el mayor C_p para todo el rango de velocidades de viento.

3.3.2 Coeficiente de par C_t

Partiendo de la Ec. 3. 8 y aplicando la relación de potencia P , fuerza F y velocidad V , se obtiene la expresión Ec. 3. 11:

$$P = F \cdot V \quad \text{Ec. 3. 11}$$

Donde la fuerza viene expresada según la Ec. 3. 12

$$F = \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{aire}} \cdot A \cdot V^2 \quad \text{Ec. 3. 12}$$

Como el par de la turbina se calcula multiplicando la fuerza por el radio de aplicación $T = F \cdot R$, si se sustituye en la Ec. 3. 12 se obtiene la Ec. 3. 13 que permite determinar el par teórico máximo T en la turbina.

$$T = \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{aire}} \cdot A \cdot V^2 \cdot R \quad \text{Ec. 3. 13}$$

Debido a que no es posible obtener el total del par teórico en el buje del aerogenerador, se define un nuevo coeficiente denominado "Coeficiente de par C_t " y se define como la relación entre el par teórico y el par real obtenido en el buje del aerogenerador. Se determina a partir de la Ec. 3. 14.

$$C_t = \frac{T_r}{\frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{aire}} \cdot A \cdot V^2 \cdot R} \quad \text{Ec. 3. 14}$$

Donde T_r es el par real disponible en el buje del aerogenerador.

Por otra parte, la potencia desarrollada por un aerogenerador depende en gran parte de la velocidad relativa entre la punta de la pala y la velocidad del viento que incide en ella. Esta relación se denomina "Coeficiente de velocidad λ ", el cual se expresa a través de Ec. 3. 15.

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R}{V} = \frac{2 \cdot \pi \cdot n \cdot R}{60 \cdot V} \quad \text{Ec. 3. 15}$$

Siendo:

- ω : Velocidad angular del buje de la máquina
- R : Radio del rotor

- n : Velocidad del buje medida en RPM
- V : Velocidad del viento

Otra forma de calcularlo es haciendo el cociente entre el C_p y el C_t , obteniéndose así la Ec. 3. 16:

$$\frac{C_p}{C_t} = \frac{\frac{2 \cdot P_t}{\rho_{\text{aire}} \cdot A \cdot V^3}}{\frac{2 \cdot T_r}{\rho_{\text{aire}} \cdot A \cdot V^2 \cdot R}} = \frac{P_t \cdot R}{T_r \cdot V} = \frac{T_r \cdot \omega \cdot R}{T_r \cdot V} = \frac{\omega \cdot R}{V} = \lambda \quad \text{Ec. 3. 16}$$

Para cada valor de viento existe una velocidad de la turbina donde la extracción de la energía eólica alcanza un valor máximo. En la Figura 3. 15 se presentan curvas de coeficiente de potencia del rotor en función del coeficiente de velocidad, en donde se puede destacar que cada tipo de aerogenerador está caracterizado por un tipo particular de curva. Además, se destaca que hay un único valor de coeficiente de velocidad para el cuál la eficiencia es máxima ($C_{p \text{ máx}}$).

Otra cuestión para destacar de la Figura 3. 15 es que existe un C_p ideal igual a 0,59 (curva color verde) el cuál representaría el coeficiente de potencia teórico de un aerogenerador con número infinito de palas.

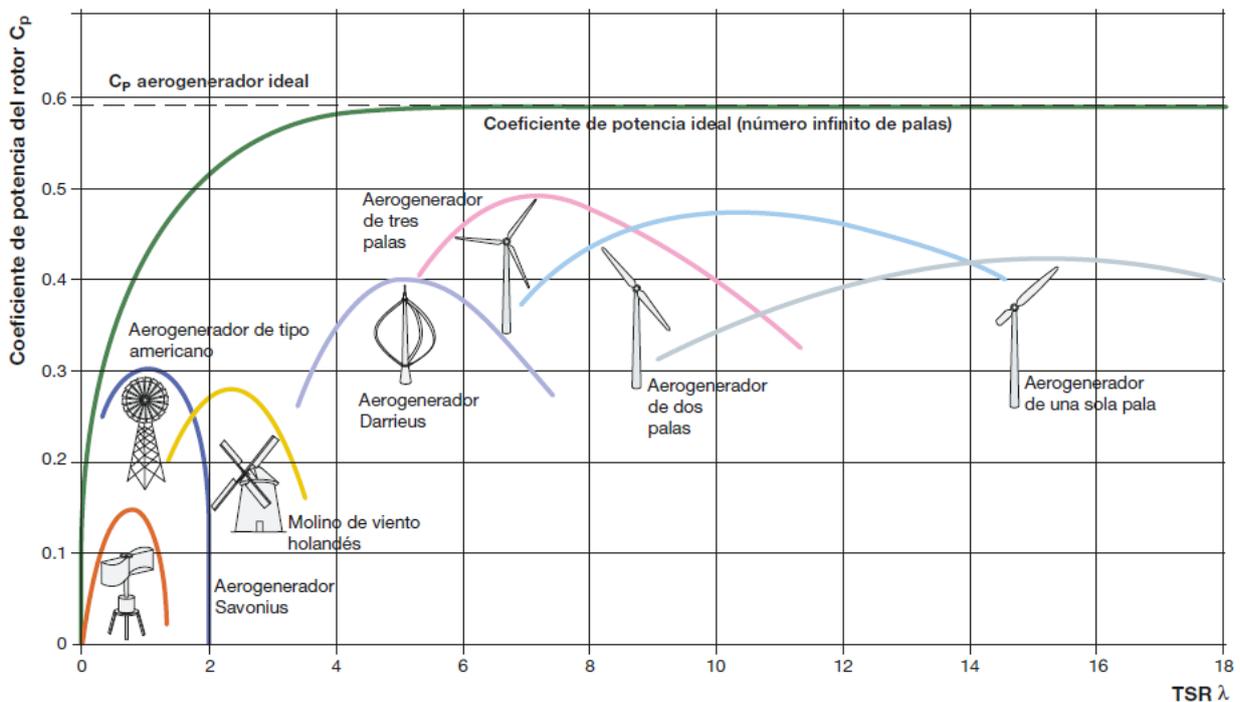


Figura 3. 15 Coeficiente de potencia en función del coeficiente de velocidad para distintos tipos de aerogeneradores (Fuente: ABB, 2012).

3.3.3 Límite de Betz

El límite de Betz expresa la máxima capacidad de obtención de la energía contenida en el viento por una turbina eólica.

La velocidad promedio del viento a través del área del rotor es el promedio de la velocidad del viento sin perturbar antes de la turbina eólica v_1 , y la velocidad del viento después de su paso por el plano del rotor v_2 (ver Figura 3.16), lo cual se puede expresar matemáticamente a través de la Ec. 3. 17

$$m = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad \text{Ec. 3. 17}$$

La masa de la corriente de aire a través del rotor durante un segundo viene dada por:

$$m = \rho \cdot A \cdot \left(\frac{v_1 + v_2}{2} \right) \quad \text{Ec. 3. 18}$$

Dónde:

- m : masa por segundo;
- ρ : densidad del aire;
- A : área barrida por el rotor

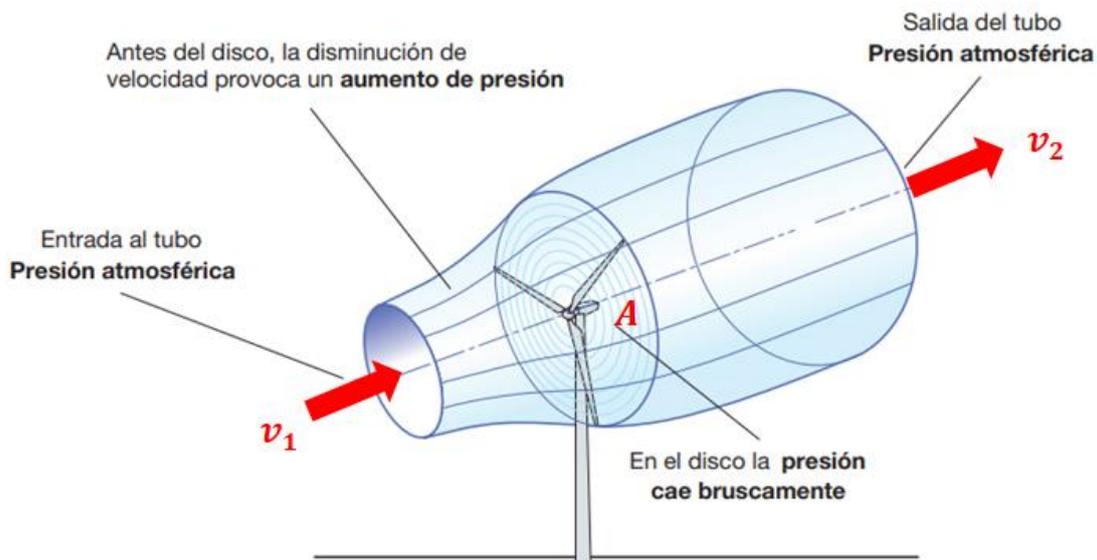


Figura 3. 16 Flujo de aire a través del rotor. Teorema de Betz (Fuente: Elaboración propia).

Por otra parte, la potencia del viento extraída por el rotor, es igual a la masa por la diferencia de los cuadrados de la velocidad del viento (de acuerdo con la segunda ley de Newton), matemáticamente se expresa a partir de Ec. 3. 19

$$P = \frac{1}{2} \cdot m \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad \text{Ec. 3. 19}$$

Sustituyendo 2.14 en la 2.15, se tiene la ecuación Ec. 3. 20:

$$P = \frac{1}{4} \cdot m \cdot A \cdot (v_1^2 - v_2^2) \cdot (v_1 + v_2) \quad \text{Ec. 3. 20}$$

Por otra parte, la potencia total de una corriente de viento no perturbada a través de exactamente la misma área A, sin ningún rotor que bloquee el viento, viene dado por.

$$P_0 = \frac{1}{2} \cdot m \cdot A \cdot v_1^3 \quad \text{Ec. 3. 21}$$

La relación entre la potencia que se extrae del viento P y la potencia del viento sin perturbar P_0 , se expresa a través de:

$$\frac{P}{P_0} = \frac{1}{2} \cdot \left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2\right) \cdot \left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right) \quad \text{Ec. 3. 22}$$

Si se grafica $\frac{P}{P_0} = f\left(\frac{v_2}{v_1}\right)$ se obtiene la curva de la Figura 3. 17, en donde se puede ver que se alcanza un máximo para $\frac{v_2}{v_1} = \frac{1}{3}$, y ese valor máximo de potencia extraída al viento es de 0,593 veces o 16/27 de la potencia total del viento.

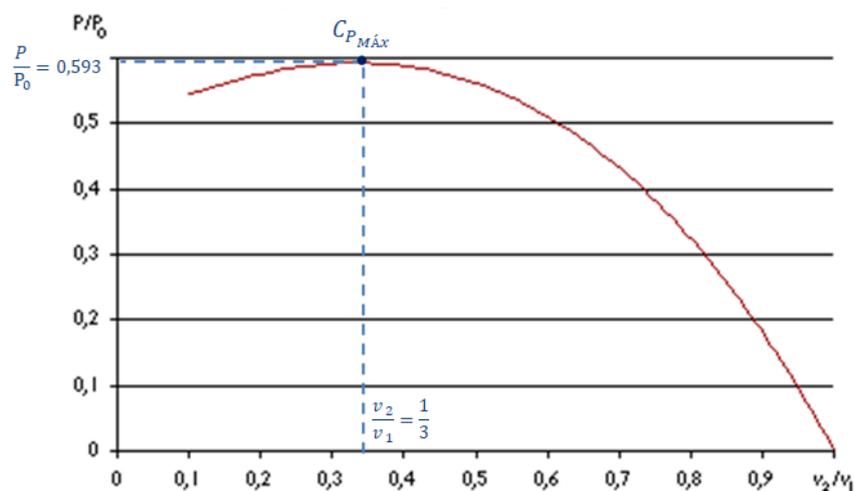


Figura 3. 17 Potencia máxima extraíble del viento. Límite de Betz (Fuente: Elaboración Propia)

3.4 Descripción estadística del viento

La velocidad media del viento (V_m) ofrece un primer acercamiento del potencial eólico de un emplazamiento. Un valor medio elevado indica que un sitio determinado es potencialmente adecuado para el desarrollo de un proyecto eólico, pero no es el único, y por ende, no es posible seleccionar un lugar de emplazamiento conociendo solamente el valor de V_m sino que es necesario analizar la frecuencia de los vientos en cada dirección.

El análisis técnico y económico para determinar el lugar de emplazamiento de un futuro PE se basa en métodos estadísticos de distribución de probabilidades de vientos. Las mediciones en la región en la cual se quiere realizar el estudio de los vientos se pueden extender durante un tiempo determinado, el cual depende del tipo de proyecto a ejecutar o el uso para el cual se requieran los datos obtenidos. Así, por ejemplo, si se trata de un mapeo eólico de la región, se debe considerar la toma de mediciones durante un mínimo de diez años (es decir, a largo plazo), un estudio de esta magnitud sería requerido por el operador de la red de transmisión, ya que requiere de datos fiables a la hora de planificar los despachos anuales; por otro lado, si se trata de un análisis preliminar del recurso eólico, se debe considerar la realización de mediciones, como mínimo, durante un año en su fase inicial (es decir, a corto y mediano plazo), esto último con el fin de conocer:

- Producción anual de energía (PAE) estimada del aerogenerador y el PE;
- Horas equivalentes de funcionamiento del PE;
- Factor de Capacidad del PE.

En los apartados siguientes se pone en manifiesto las consideraciones más importantes a tener en cuenta para realizar el estudio estadístico de los vientos y las funciones de densidad de probabilidades que determinan el comportamiento de los vientos en un sitio determinado, para el posterior cálculo de energía generada por un PE.

3.4.1 Velocidad media del viento

Como se mencionó anteriormente, dentro de los datos más importantes a la hora de analizar el régimen de vientos en un determinado lugar de emplazamiento es el valor la velocidad media, la cual se calcula a partir de la expresión matemática

Ec. 3. 23.

$$V_m = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n V_i \quad \text{Ec. 3. 23}$$

Dónde V_m representa la velocidad media y n la cantidad de muestras. Para analizar si un sitio puede llegar a ser el adecuado para un futuro emplazamiento de un PE, se deberá tener un registro de datos de vientos de por lo menos un año (Mattoo, 2009).

Si se desea calcular la potencia disponible en el viento mediante la Ec. 3. 8 utilizando V_m calculada según Ec. 3. 23, no se obtiene el mismo resultado en caso de calcular la potencia individual para cada velocidad de viento y luego se calculase el valor medio. El resultado de potencia obtenido calculado con la velocidad media según la ecuación Ec. 3. 23 será menor al real. Para subsanar dicho inconveniente, la V_m deberá calcularse según la

Ec. 3. 24:

$$V_m = \frac{1}{n} \cdot \left(\sum_{i=1}^n V_i^3 \right)^{1/3} \quad \text{Ec. 3. 24}$$

Además de la V_m , la cual es un indicador clave para determinar el lugar de emplazamiento de un PE, no es suficiente para calcular la PAE. También, además de las velocidades y direcciones de viento, es necesario conocer en qué períodos de tiempo se producen.

Si se estimara la producción energética de un aerogenerador a partir de la V_m y estimando la potencia generada según la curva de potencia del aerogenerador de la Figura 3. 7 se puede cometer un error significativo en sitios con gran variabilidad de vientos en donde las velocidades estén muy alejados de la V_m .

A modo de ejemplo, para un sitio determinado, si un día la velocidad de viento se mantiene a 15 m/s durante 12 hs, y las restantes 12 hs la velocidad del viento es 25 m/s, la V_m sería 20 m/s. Si se calculara la energía generada para esas 24 hs con la V_m probablemente se obtendría la potencia nominal del aerogenerador y multiplicando este valor por 24 horas se obtendría la energía generada. Pero analizando el caso, los aerogeneradores tienen una potencia de corte (Cut – Out) a los 25 m/s, por lo que durante 12 hs, el aerogenerador no generará energía y solo producirá cuando la velocidad del viento sea de 15 m/s.

El parámetro que determina el grado de variabilidad de una serie de velocidades de viento se denomina desviación estándar (σ_v), y se calcula a partir de la Ec. 3. 25.

$$\sigma_v = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (V_i - V_m)^2}{n}} \quad \text{Ec. 3. 25}$$

Esta función permite medir el nivel de desviación de las velocidades individuales respecto del V_m . Cuanto menor es la desviación estándar, más uniforme son los valores de velocidad de viento en el período de muestra (Falces, 2015).

3.4.2 Ley de Weibull

Para lograr una evaluación aceptable del recurso eólico y conocer la productividad energética del aerogenerador, se deberá disponer de un registro de datos de velocidades de vientos para un período de al menos un año.

Generalmente, esos datos se obtienen mediante estaciones de medición ubicadas en el futuro lugar de emplazamiento del PE, las cuales cuentan con anemómetros a diferentes alturas a lo largo de la torre de medición y registran, mediante un Datalogger, las direcciones de viento y velocidades promedio cada 10 minutos. Los datos se toman por un período mayor a un año, dado que la velocidad media del viento cambia según la estación del año (Mattio, 2009)

A través de estos registros, se conocen las velocidades máximas, medias, periodos de calma, dirección del viento, entre otros datos. También es posible desarrollar un modelo de distribución de frecuencias de vientos o histograma de velocidades. Para ello, se divide la escala de velocidad de viento en intervalos (0-1 m/s, 1-2 m/s, 2-3 m/s, etc.) y se cuenta el número de veces (frecuencia) que cada muestra coincide en cada intervalo. En la Figura 3.18 se puede observar un ejemplo gráfico de un histograma de velocidades.

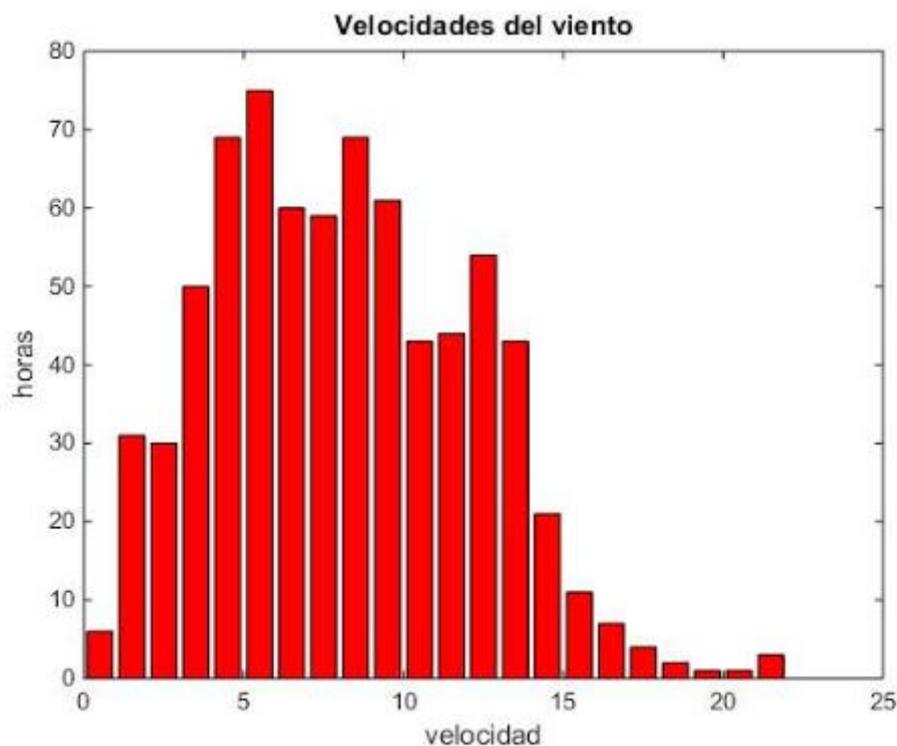


Figura 3. 18. Histograma de velocidades (Fuente: García, 2016)

Una vez obtenidos los histogramas, se buscan funciones matemáticas que aproximen a las curvas de frecuencia, y se aproximan a fin de obtener una herramienta que permita predecir con cierta probabilidad el viento, su frecuencia de repetición, y por lo tanto, la energía que producirán las turbinas. Existen diferentes tipos de distribuciones de probabilidad que podrían utilizarse, pero las funciones de Weibull y Rayleigh son las que describen con un nivel aceptable de precisión el comportamiento variable del recurso eólico (ver Figura 3. 19). En el presente trabajo sólo se desarrolla la teoría de la función de distribución de probabilidad de Weibull ya que es la que mejor se adapta a la forma típica de los histogramas de velocidades de viento en comparación con otras funciones de distribución de probabilidad (ver Figura 3.19).

La función de probabilidad de Weibull brinda mayor precisión y queda definida a través de dos parámetros (factor de forma y el factor de escala) a diferencia de la distribución de Rayleigh que queda definida solo por el factor de forma.

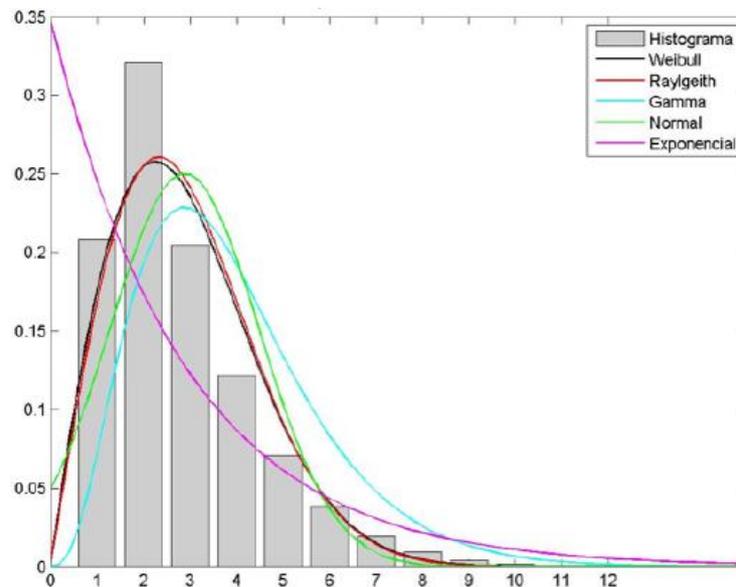


Figura 3. 19. Funciones de distribución de probabilidades (Fuente: García, 2016).

La distribución de Weibull es una distribución de probabilidad continua que se caracteriza mediante dos funciones.

- 1) Función de densidad de probabilidad
- 2) Función de distribución acumulada

La función de densidad de probabilidad $f(V)$ indica la fracción del tiempo (o probabilidad) durante el cual podrá soplar el viento a una determinada velocidad V , y se expresa mediante la ecuación Ec. 3. 26.

$$f(V) = \frac{k}{\lambda} \cdot \left(\frac{V}{\lambda}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{V}{\lambda}\right)^k} \quad \text{Ec. 3. 26}$$

Esta función se define mediante dos parámetros:

- El factor de escala: λ
- Factor de forma: k

En la Figura 3.20 se obtienen distintas curvas de Weibull a partir de la variación de los parámetros mencionados.

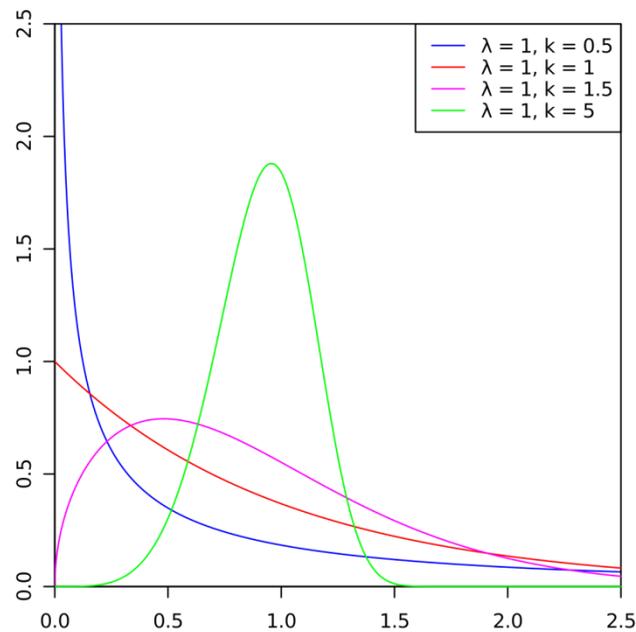


Figura 3. 20 Curvas de Weibull según variaciones en sus parámetros de forma y escala (Fuente: García, 2016).

La otra función que caracteriza a la distribución de Weibull es la función de distribución acumulada para una velocidad de viento V , que nos indica la fracción del tiempo (probabilidad) en la que la velocidad del viento sea igual o inferior a V . Se expresa matemáticamente a través de la ecuación Ec. 3. 27.

$$F(V) \leq \int_0^{\infty} f(V) \cdot dV = 1 - e^{-\left(\frac{V}{\lambda}\right)^k} \quad \text{Ec. 3. 27}$$

Partiendo de la distribución de Weibull es posible calcular la velocidad media, a través de la expresión Ec. 3. 28

$$V_m = \int_0^{\infty} V \cdot f(V) \cdot dV \quad \text{Ec. 3. 28}$$

Sustituyendo la Ec. 3. 27 en Ec. 3. 28, se obtiene la ecuación Ec. 3. 29:

$$V_m = \int_0^{\infty} V \cdot \frac{k}{\lambda} \cdot \left(\frac{V}{\lambda}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{V}{\lambda}\right)^k} dV \quad \text{Ec. 3. 29}$$

Multiplicando y dividiendo por c , y sacando las constantes fuera de la integral, la expresión Ec. 3. 29 se transforma la expresión Ec. 3. 30.

$$V_m = k \cdot \int_0^{\infty} \left(\frac{V}{\lambda}\right)^k \cdot e^{-\left(\frac{V}{\lambda}\right)^k} \cdot dV \quad \text{Ec. 3. 30}$$

Realizando el cambio de variable $x = \left(\frac{V}{\lambda}\right)^k$ y $dV = \frac{\lambda}{k} \cdot x^{\left(\frac{1}{k}-1\right)} \cdot dx$ la ecuación Ec. 3. 30 queda como la Ec. 3. 31.

$$V_m = \lambda \cdot \int_0^{\infty} e^{-x} \cdot x^{\left(\frac{1}{k}-1\right)} \cdot dx \quad \text{Ec. 3. 31}$$

La forma de esta expresión Ec. 3. 31 es la misma que la de una función gamma Γ , cuya ecuación es la Ec. 3. 32.

$$\Gamma(n) = \int_0^{\infty} e^{-x} \cdot x^{(n-1)} \cdot dx \quad \text{Ec. 3. 32}$$

Finalmente, la expresión que permite calcular la velocidad media del viento en función de los parámetros de Weibull y de la función gamma queda expresada matemáticamente según la ecuación (3. 33).

$$V_m = \lambda \cdot \Gamma \cdot \left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad \text{Ec. 3. 33}$$

Se concluye que, mediante la función de Weibull se puede caracterizar el régimen de vientos de un determinado lugar con muy buena precisión. Para ello es necesario conocer los factores λ y k .

Los métodos mas comunes para calcular dichos valores son (Falces, 2015):

- Método gráfico.
- Método de la desviación estandar.
- Método del momento.
- Método de máxima probabilidad.
- Factor del patrón energético.

El método utilizado para calcular los parámetros depende de los datos disponibles. A continuación, se expone el Método de la Desviación Estándar, que fue el utilizado en el desarrollo de este trabajo.

Conociendo V_m y σ_v , el k se calcula según:

$$k = 0,9791 \cdot \left(\frac{V_m}{\sigma_v}\right)^{1,1058} \cong 0,98 \cdot \left(\frac{V_m}{\sigma_v}\right)^{1,1058} \quad \text{Ec. 3. 34}$$

Luego, con ayuda de la ecuación Ec. 3. 34, se puede obtener el parámetro c implementando la ecuación Ec. 3. 35:

$$\frac{V_m}{\lambda} = \Gamma \cdot \left(1 + \frac{1}{k}\right) \rightarrow \lambda = \frac{V_m}{\Gamma \cdot \left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad \text{Ec. 3. 35}$$

3.4.3 Influencia de la altura sobre el viento

Las velocidades del viento se miden a una cierta altura con respecto al nivel del suelo. Esta altura puede ser, por ejemplo, la altura a la cuál se instalan los anemómetros en las torres de medición.

El buje del aerogenerador, generalmente se encuentra a alturas más elevadas que los anemómetros y, por ende, es indispensable tener en cuenta el efecto que tiene la altura en relación a la velocidad del viento ya que la fricción del aire sobre el terreno provoca una disminución de la velocidad, es decir, lo frena. Esto hace que el perfil de velocidades de viento en función a la altura no sea uniforme y presenta una forma similar a la que se puede observar en la Figura 3. 21.

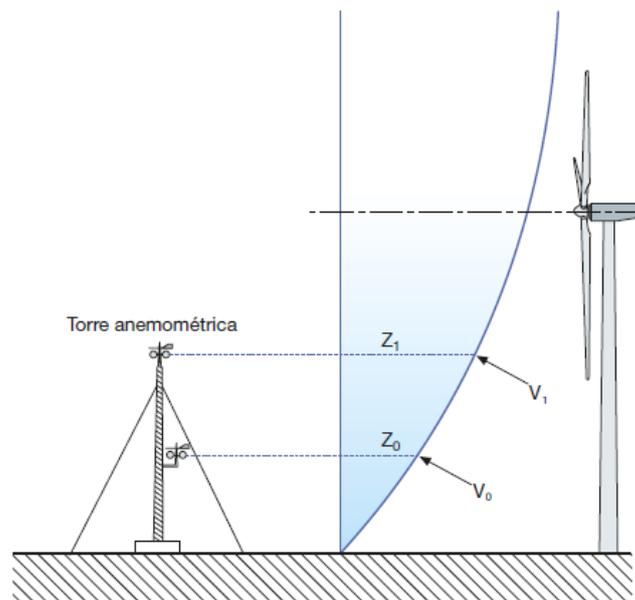


Figura 3. 20 Figura 3. 21 Perfil de velocidad del viento en función a la altura (Fuente: ABB, 2012).

Otra cuestión a tener en cuenta, es la naturaleza del terreno (rugosidad) y los obstáculos que éste presente (edificios, árboles, rocas, etc.) Estos factores hacen que aumente la fricción y se generen turbulencias provocando cambios en los perfiles de viento, como se puede observar en la Figura 3. 22.

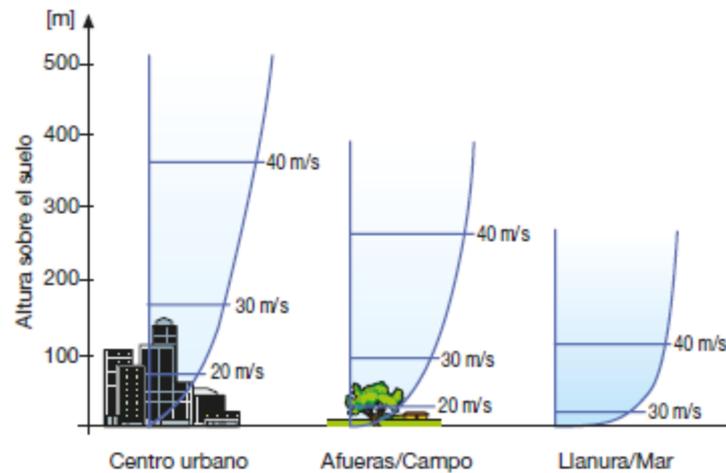


Figura 3. 22 Perfil vertical del viento según la naturaleza del terreno (Fuente: ABB, 2012)

Siempre que se conozca la velocidad V_0 a la altura Z_0 , es posible obtener el perfil de velocidad de viento V_i a la altura Z_i mediante la expresión Ec. 3. 36.

$$V_i = V_0 \cdot \left(\frac{Z_i}{Z_0}\right)^\alpha \tag{Ec. 3. 36}$$

Siendo α el Coeficiente de Rugosidad del Terreno, el cual puede tomar distintos valores según el tipo del terreno. En la Tabla 3. 2 se detallan valores de coeficientes α para diferentes naturalezas de terrenos.

Tabla 3. 2 Coeficiente de rugosidad para distintos tipos de terreno

Tipo de terreno	α
Terrenos llanos con hielo o hierba	0,08 – 0,12
Llanos (mar, costas suaves)	0,14
Terrenos poco accidentados	0,13 – 0,16
Zonas rurales	0,20
Terrenos accidentados y boscosos	0,2 – 0,26
Terrenos muy accidentados y ciudades	0,25 – 0,40

Fuente: Villarubia, 2012

Cuando sólo se conoce la velocidad media anual V_m a una altura Z_0 y no se dispone de más información sobre las características físicas del terreno, puede obtenerse una estimación del exponente α , a partir de la fórmula de Justus-Mikjail (Ec. 3. 37)

$$\alpha = \frac{0,37 - 0,088 \cdot \ln(v_m)}{1 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{Z_0}{10}\right)} \quad \text{Ec. 3.37}$$

3.5 Productividad energética de un Aerogenerador

3.5.1 Producción anual de energía (PAE)

Para determinar la producción anual de energía (PAE) de un aerogenerador es necesario contar con su curva de potencia (P-v) y con la distribución de velocidades de vientos a la altura del buje, en el sitio de emplazamiento del PE. La curva de potencia generalmente la brindan los fabricantes, están normalizadas según la norma IEC-61400 y surgen de ensayos en laboratorios con condiciones especiales.

La PAE puede calcularse mediante la expresión Ec. 3.38.

$$\text{PAE}_{aero} = 8760 \cdot \int_0^{\infty} P(v) \cdot f(v) \cdot dv \quad [\text{kWh}] \quad \text{Ec. 3.38}$$

Siendo:

- $P(v)$: Potencia [kW] producida por el aerogenerador a la velocidad de viento $v \left[\frac{m}{s}\right]$, obtenida de la curva de potencia desarrollada por el fabricante.
- $f(v)$: Función de distribución estadística de Weibull de frecuencia de velocidades de viento en el lugar de emplazamiento del PE.

La PAE de un PE se obtiene sumando la PAE de todos los aerogeneradores que componen el parque, obteniéndose la PAE “Bruta” o “Ideal”, la cual se obtiene por aplicación de la ecuación Ec. 3.39.

$$\text{PAE}_{PEbruta} = N^{\circ} aeros \cdot \text{PAE}_{aero} \quad [\text{kWh}] \quad \text{Ec. 3.39}$$

Este valor de energía es un valor teórico, dado que en la práctica existe un conjunto de diferentes tipos de pérdidas que hacen que la PAE “Real” o “Neta” sea menor a la “Ideal” o “Bruta”. Estas pérdidas se representan como un porcentaje de la energía bruta y varían según: el lugar de emplazamiento del PE; la tecnología de los aerogeneradores; las condiciones ambientales, entre otros factores. Por lo que cada proyecto eólico contará con un valor diferente de pérdidas.

Finalmente, restando las pérdidas a la PAE “Bruta”, se obtiene la PAE “Neta” a partir de la ecuación Ec. 3.40.

$$\text{PAE}_{PEneta} = \text{PAE}_{PEbruta} \cdot \left(\frac{100 - \% \text{pérdidas}}{100}\right) \quad [\text{kWh}] \quad \text{Ec. 3.40}$$

3.5.2 Pérdidas

Existen siete categorías de pérdidas las cuales están compuestas por subcategorías. Las principales son (Kema, 2013):

1. Indisponibilidad y balance de planta.
2. Efecto de Estela.
3. Rendimiento de la turbina
4. Eléctricas.
5. Medioambientales.
6. Restricciones.
7. Imprecisión de la información del viento
8. Otros.

3.5.2.1 Indisponibilidad y balance de planta

La indisponibilidad es la fracción de tiempo en que las máquinas quedan fuera de servicio por mantenimiento u otras causas. El porcentaje de pérdidas de energía es proporcional al tiempo de inutilización que es aproximadamente un 3%.

Las pérdidas por balance de planta se relacionan a la inactividad de los componentes entre el interruptor principal de la turbina, el transformador de la Subestación Transformadora (SET) y la línea de transmisión. Otra fuente de pérdidas relacionada a este tipo de subcategoría, se presenta cuando el operador (CMMESA) ordena la reducción de producción de energía eólica por baja demanda, falla en la red, entre otros, con fines de evitar alterar el correcto funcionamiento del sistema de transmisión. En este tipo de pérdidas, la máquina cuenta con potencia disponible para despachar pero factores externos impiden el vertido de energía a la red. Valores típicos varían entre el 1 y 2%.

3.5.2.2 Efecto estela

La ubicación de los aerogeneradores puede ser tal que, en ocasiones, la dirección del viento haga que aquellos en la dirección de la estela creada por otro aerogenerador, experimenten un grado de turbulencia. Existen distancias mínimas de separación entre los aerogeneradores para no ser afectados por la estela, pero en casos donde dicha separación no se respeta, las turbinas se desconectan para mejorar su vida útil. Dentro de esta categoría, también se considera el efecto estela producido por aerogeneradores de los proyectos eólicos en desarrollo.

Las pérdidas por efecto estela se pueden estimar en un 1%.

3.5.2.3 Rendimiento de la turbina

Esta categoría comprende las pérdidas por:

- Flujo de aire: se deben a condiciones del emplazamiento distintas a las condiciones en la que fue calculada la curva de potencia (densidad del aire, turbulencia, temperatura), así como ángulo de ataque no óptimo, error en la orientación de la turbina respecto de la dirección del viento dominante, entre otras condiciones. Valores típicos pueden rondar en 0,5%.
- Histéresis por vientos fuertes: cuando la velocidad del viento excede la velocidad de corte, el aerogenerador se apaga y no se reinicia tan pronto como la velocidad está por debajo de la de corte, sino que el controlador espera a que la velocidad baje un cierto valor por debajo del límite antes de reiniciar. Las pérdidas por este concepto pueden tener un valor del 0,02% anual en promedio.

3.5.2.4 Eléctricas

Dentro de las subcategorías se encuentran:

- Efecto Joule: son las que existen en el tramo entre los bornes del generador eléctrico y el punto de conexión del parque eólico a la red, incluye la de los transformadores de cada aerogenerador y los de la subestación transformadora. Según el tamaño del PE, estas pérdidas pueden variar entre 1 y 2%.
 - Por consumo propio del parque eólico: estas pérdidas varían entre 0,2 y 0,5 %.
- En total, las pérdidas eléctricas pueden estimarse en 1 a 2,5%.

3.5.2.5 Medioambientales

Varios son los factores ambientales que pueden producir reducción de generación eléctrica. Según mantenimiento y clima pueden valorarse de 1 a 2%:

- Por degradación, por suciedad o formación de hielo en palas: La producción de un aerogenerador puede estar afectada por el ensuciamiento de las palas que provoca, entre otros, la degradación del borde de ataque. La degradación modifica características aerodinámicas de la pala, afectando el funcionamiento y la producción de energía. Valores de pérdidas de este tipo, se pueden estimar en 1% en promedio para 20 años de vida útil del proyecto.
- Por baja o alta temperatura: son pérdidas debido a temperaturas por fuera de los rangos de operación de la turbina, pueden, por ejemplo, generar fallas debido a

sobrecalentamiento de los componentes que integran la góndola. Se puede estimar con datos de temperatura del lugar.

- Por rayos: depende del clima y de la protección contra descargas atmosféricas de los aerogeneradores.
- Por forestación o deforestación de bosques cercanos: depende de si es una forestación futura o una deforestación, puede resultar en una pérdida o una ganancia respectivamente.

3.5.2.6 Restricciones

- Por circulación de aves migratorias: para reducir el impacto el operador del parque ralentiza o apaga las máquinas; a veces es una condición para obtener un permiso ambiental.
- Estrategia de paradas por sectores: se puede dar en diseños de parques en donde las distancias entre turbinas son menores de lo recomendado y el efecto estela, para ciertas condiciones de velocidad de viento y dirección, produce pérdidas significativas. Además de aumentar la vida útil de las máquinas al no ser expuestas a la turbulencia generada por las estelas.
- Parpadeo (Flicker): la sombra de las palas de los aerogeneradores, puede, en ciertas horas y días del año ocasionar parpadeo en un receptor de sombra (entiéndase como tal, por ejemplo, una ventana de una casa), generando un impacto negativo sobre las personas. Estas paradas se pueden predecir mediante la identificación de los posibles lugares receptores de sombras, y luego ingresados a los cálculos del proyecto, teniendo en cuenta la orientación y recorrido del sol durante el año.
- Ruido: paradas relacionadas al ruido causado en poblaciones cercanas. Para emplazamientos localizados en zona rural, este tipo de pérdidas no se tiene en cuenta.

3.5.2.7 Pérdidas por imprecisión de la información

Se toma en cuenta las incertidumbres de la información meteorológica con la que se ha estado trabajando. Se asume un 5% como valor aproximado.

3.5.2.8 Otras Pérdidas

En este tipo de pérdidas, se incluyen eventos como ciclones, huracanes y tornados. Si la zona es sísmica, durante la vida útil del PE pueden ocurrir terremotos.

Si se suman todas las pérdidas mencionadas se obtienen las pérdidas totales, las cuáles rondan en un 15% de la producción de energía bruta. Este valor puede ser tomado como

referencia, pero en la práctica cada emplazamiento cuenta con un valor distinto de pérdidas y son necesarios softwares específicos para determinarlos con mayor exactitud.

3.6 Parámetros de funcionamiento del aerogenerador

Existen diversos parámetros que ayudan a describir la performance de un PE, los cuales permiten tomar decisiones a la hora de elegir un sitio de emplazamiento o bien, sirven para comparar el funcionamiento de varios PEs.

Los más relevantes se describen someramente a continuación.

3.6.1 Producción específica (E/A)

Es la energía producida, durante un período de tiempo T , por unidad de área barrida por el rotor del aerogenerador. También se conoce como densidad de energía. El período de tiempo suele ser un año (8760 hs).

3.6.2 Factor de Capacidad FC

El Factor de Capacidad (F_c) es un valor adimensional que representa la potencia en kWh producida por la turbina en un determinado período de tiempo (generalmente un año). Se estima en función de los kWh producidos realmente en ese período según la ecuación (2.36), dividido la cantidad de kWh máximos que la turbina hubiera producido en ese mismo tiempo, si hubiese trabajado al 100% de su potencia nominal. El F_c se define mediante la expresión Ec. 3. 41.

$$F_c = \frac{PAE_{real}}{P_N \cdot T} = \frac{P_{med}}{P_N} \quad \text{Ec. 3. 41}$$

Siendo:

- T : Período de tiempo considerado (8760 Hs)
- E_{real} : Energía real producida por el aerogenerador en el período T
- P_{med} : Potencia a la que debería funcionar el aerogenerador durante todo el período T para producir la misma energía E_{real}
- P_N : Potencia nominal del aerogenerador

El F_c es un parámetro determinante para decidir acerca de si un proyecto eólico será rentable o no. También, sirve para comparar diferentes alternativas a la hora de escoger el lugar de emplazamiento de un PE, donde los sitios de emplazamientos se clasifican según la valoración mostrada en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** (Villarrubia López, 2012).

Tabla 3. 3 Valoración de sitios de emplazamiento de PE en función del Fc.

Factor de Carga (FC)	Valoración	Factor de Carga (FC)	Valoración
> 0,50	Extraordinario	0,25 – 0,30	Bueno
0,4 – 0,5	Excelente	0,20 – 0,25	Aceptable
0,3 – 0,4	Muy Bueno	< 0,20	Insuficiente

Fuente: Villarrubia López, 2012.

3.6.3 Horas equivalentes a plena carga *HE*

Es el número de horas que debería trabajar el aerogenerador a plena carga (potencia nominal) para producir la misma energía anual que se obtiene durante su funcionamiento real, se lo determina a través de la ecuación Ec. 3. 42.

$$HE = \frac{PAE_{real}}{P_N} = \frac{P_{med} \cdot T}{P_N} = 8760 \cdot FC \text{ [hs/año]} \quad \text{Ec. 3. 42}$$

3.6.4 Factor de operación o de disponibilidad *FO*

Para un período T, es la relación entre el número de horas que ha estado produciendo energía eléctrica y el número de horas totales del período (generalmente se considera un año). Matemáticamente se lo expresa a través de la ecuación Ec. 3. 43.

$$FO = \frac{\text{Horas anuales de funcionamiento}}{8760 \text{ [hs/año]}} \quad \text{Ec. 3. 43}$$

CAPÍTULO 3

*Parámetros de funcionamiento y
productividad energética de los PEs de la
región Patagónica*

4. Capítulo 3: Proyectos eólicos en la región patagónica

4.1 Proyectos eólicos de la región patagónica

4.1.1 Análisis estadísticos de velocidades de vientos

En el presente apartado se exponen los resultados del análisis de los parámetros de funcionamiento de los proyectos de PEs en servicio actualmente en el SADI y los PEs en proyecto. Los datos relacionados a los primeros se obtuvieron mediante información brindada por CAMMESA en sus reportes mensuales relacionados a la energía renovable, mientras que para los segundos fue necesario realizar los estudios estadísticos de los vientos de la región patagónica.

Debido a que no se cuenta con información real de las velocidades de viento en el lugar de emplazamiento de cada PEs que se encuentran aún en proyecto, fue necesario recurrir al “Servicio Retrospectivo de la Era Moderna para Investigación y Aplicaciones, Versión 2” (MERRA-2), el cuál brinda datos de velocidades de vientos a 10 [m] del nivel del suelo con valores promedios en intervalos de 10 [min]. Se tomaron dos años de datos para cada uno de los proyectos y se calcularon los parámetros necesarios para definir la curva de Weibull del lugar de emplazamiento.

En la Tabla 4. 1 **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se resumen los parámetros obtenidos y necesarios para realizar el estudio estadístico del viento de los PEs en proyecto. En cada proyecto de PE, se obtuvieron los siguientes datos relacionados con su instalación:

- Ubicación geográfica del emplazamiento del futuro PE en proyecto;
- Altitud sobre el nivel del mar;
- Altura de buje del aerogenerador.

Tabla 4. 1 Parámetros relacionados al estudio estadístico del viento PEs en proyecto

Nombre	Ubicación		Altitud [m]	Altura Buje [m]	Vel. Media [m/s]	Factores de Weibull		Desv. Est. σ	Coef Rug. α
	Latitud	Longitud				c	k		
Cañadón León	-46,59	-67,66	125	80	10,25	11,57	2,29	4,75	0,204
Chubut Norte II	-42,54	-65,10	85	120	10,35	11,68	2,32	4,74	0,210
Chubut Norte III	-42,63	-65,26	85	120	10,25	11,56	2,31	4,78	0,211
Chubut Norte IV	-42,63	-65,26	85	120	10,30	11,62	2,31	4,74	0,211
Diadema II	-45,77	-67,66	105	64	10,48	11,83	2,31	4,83	0,195
Kosten	-45,81	-68,06	358	70	10,47	11,82	2,24	4,95	0,197
Koule Kayke II	-46,71	-68,25	276	70	9,70	10,95	2,15	4,77	0,205
Loma Blanca I	-43,07	-65,24	59	100	9,99	11,27	2,38	4,48	0,210
Loma Blanca III	-43,07	-65,24	59	100	9,99	11,27	2,38	4,48	0,210
Loma Blanca VI	-43,07	-65,24	59	80	9,50	10,76	2,38	4,28	0,210
Malaspina I	-44,97	-67,06	253	90	10,29	11,61	2,33	4,70	0,204
Los Hércules	-46,63	-68,38	276	93	10,40	11,74	2,14	5,13	0,204

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Figura 4. 1 y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestran las ubicaciones geográficas de los PEs en proyecto y las trazas aproximadas de algunas de las LATs de región patagónica.



Figura 4. 1 Identificación geográfica de los PEs en proyecto de la región Patagónica y LATs aledañas (color verde: LAT 500 [kV]; color azul: LAT 132 [kV]; color magenta: LAT 330 [kV]).(Fuente: Elaboración Propia)

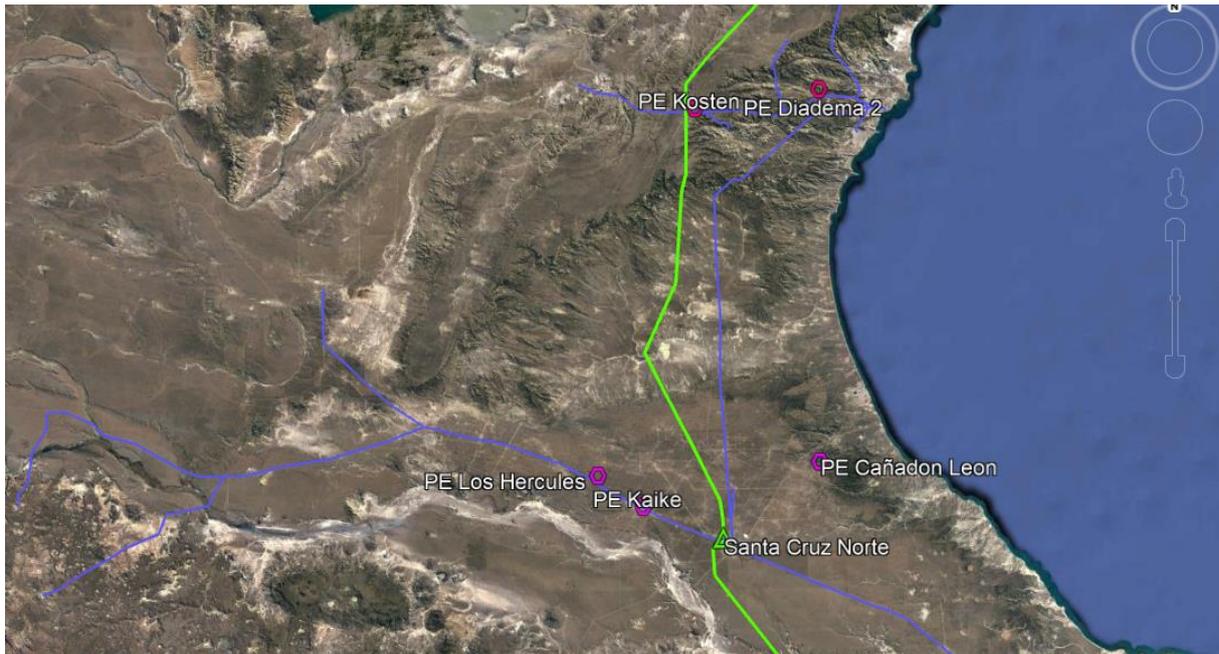


Figura 4. 2 Identificación geográfica de los PE en Proyecto de la región Patagónica y LATs aledañas (color verde: LAT 500 [kV]; color azul: LAT 132 [kV]; color magenta: LAT 330 [kV]).(Fuente: Elaboración Propia)

En el **Anexo I** se muestran los resultados obtenidos del cálculo de funciones de densidad de probabilidades de Weibull y de distribución de frecuencias acumuladas para los PEs en proyecto, determinadas según los parámetros calculados en Tabla 4. 1.

4.2 Producción Anual de Energía y parámetros de funcionamiento de los parques eólicos

4.2.1 Parques eólicos en servicio

Los parámetros que determinan el funcionamiento de los PEs en servicio se calculan en función de los datos reales de los parques, partiendo de información obtenida del informe post operativo del SADI emitido por CAMMESA.

De la información disponible, solo se utiliza la “Potencia Real Generada” y la “Potencia Disponible” horaria por cada PE en el transcurso de un año móvil (desde julio de 2019 hasta junio de 2020). En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, a modo de ejemplo, se presentan los datos del mes de Julio de 2019 del PE Bicentenario I, donde se evidencia una elevada fluctuación potencia generada, lo que tiene una estrecha relación con la variabilidad del recurso eólico. Por ello, se considera a este tipo de generación como “no gestionable” o “intermitente”

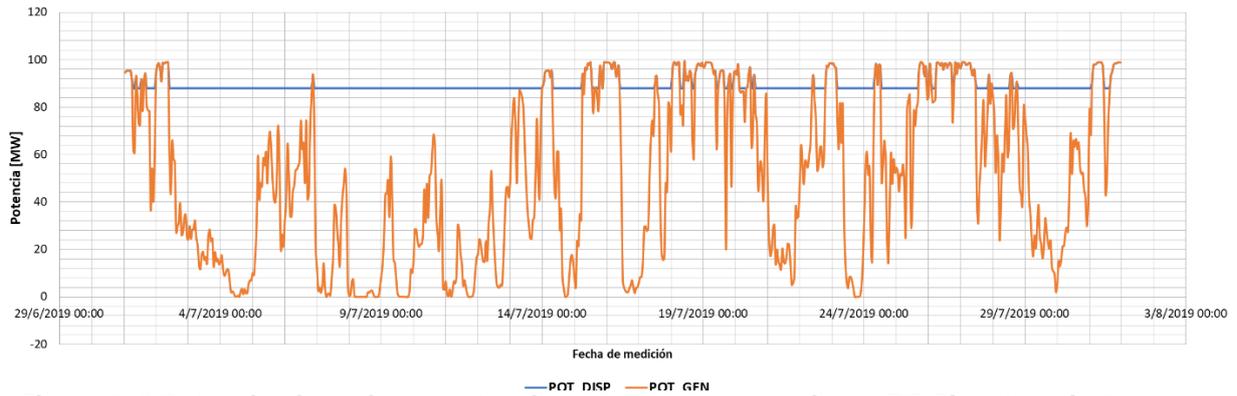


Figura 4. 3 Potencia disponible y potencia real generada horaria del PE Bicentenario 1 en el mes de Julio 2019 (Fuente: Elaboración propia)

Con la información disponible, se calcula el Fc mensual de cada uno de los PEs y, realizando el promedio de los Fc mensuales, se obtiene el Fc neto de cada PE.

En la Tabla 4. 2 se presentan los Fc mensuales de los PEs en servicio y los Fc promedio mensuales del conjunto.

Tabla 4. 2 Factores de carga mensuales de los PEs en servicio

NOMBRE	Factores de Carga [%]											
	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20
ALUAR	36,3	35,6	37,8	33,3	52,7	51,9	59,4	50,6	48,8	54,3	49,4	50,4
CHBT. NTE 1	54,0	57,6	59,2	60,7	61,6	54,4	62,4	52,4	51,5	55,7	51,4	54,5
DIADEMA	47,7	43,7	51,0	39,8	52,5	55,8	50,1	37,7	30,2	-	12,2	43,6
L. BLANCA 2	-	-	-	-	-	-	-	-	55,9	56,1	55,0	59,7
L. BLANCA 4	32,1	34,9	41,6	38,3	46,0	36,9	46,7	33,8	33,0	31,0	32,1	34,8
MANA.BEHR	58,7	58,6	68,3	59,0	62,9	68,7	68,1	57,6	52,9	53,9	63,9	59,2
P.MADRYN 1	42,4	48,2	46,4	49,3	51,3	46,3	52,7	45,6	41,9	45,2	42,5	44,6
P.MADRYN 2	31,9	28,1	60,2	53,7	55,3	49,2	57,9	47,8	42,4	48,6	47,0	50,5
RAWSON 1	36,2	39,8	47,8	40,4	45,0	38,9	46,2	35,5	32,5	32,4	38,3	39,5
RAWSON 2	36,4	41,1	47,2	41,7	45,0	40,2	46,5	37,3	33,7	34,4	37,5	39,0
RAWSON 3	51,5	54,3	61,2	50,9	54,4	50,9	56,1	47,2	43,2	44,7	48,7	50,1
BICENT. 1	55,6	52,7	63,4	54,8	69,4	57,5	56,3	50,5	51,8	48,7	46,7	61,5
BICENT. 2	47,2	52,0	62,5	54,0	66,1	51,2	54,2	45,6	48,7	47,6	49,8	58,0
GARAYALDE	47,2	52,0	62,5	54,0	66,1	51,2	54,2	45,6	48,7	47,6	49,8	58,0
PROMEDIO MENSUAL	44,4	46,0	54,5	48,5	56,0	50,2	54,7	45,2	43,9	46,2	44,6	50,2

(Fuente: Elaboración Propia)

Finalmente, los parámetros que definen el funcionamiento de los PEs en servicio se exponen en la Tabla 4. 3.

Tabla 4. 3 Parámetros de funcionamiento de los PEs En Servicio

Nombre	Potencia Nom [MW]	PAE Neta [MWh/año]	Factor de Carga [%]	H. Servicio [Hs]	F.O.	HE [Hs/año]
Aluar I, II y III	163,00	267.119	46,69	8636	0,986	4.090
Bicentenario I	100,80	485.061	55,75	8572	0,979	4.889
Bicentenario II	25,20	116.577	53,08	8512	0,972	4.650
Chubut Norte I	27,60	136.072	56,28	8522	0,973	4.930
Diadema I	6,30	24.945	45,22	7278	0,831	3.961
Garayalde	24,15	119.372	53,08	8530	0,974	4.650
Loma Blanca II	51,20	254.082	56,65	2854	0,975	4.963
Loma Blanca IV	51,00	162.060	36,76	8435	0,963	3.220
Manantiales Behr	99,00	527.488	61,00	8588	0,980	5.343
Puerto Madryn I	79,00	321.654	46,35	8473	0,967	4.060
Puerto Madryn II	151,2	563.058	48,43	8316	0,949	4.242
Rawson I	53,00	183.339	39,38	8508	0,971	3.449
Rawson II	32,00	112.474	40,01	8524	0,973	3.505
Rawson III	25,00	112.236	51,10	8557	0,977	4.477

(Fuente: Elaboración Propia)

Analizando la Tabla 4. 3, se destaca Manantiales Behr como el PE con mayor Fc, aproximadamente 61%; mayor FO (alrededor de 0,98); mayores HE (5343 Hs/año) y mayor PAE para el período bajo análisis.

En general, los Fc del conjunto de los PE que operan actualmente el SADI presentan valores elevados, lo cual tiene relación directa con una alta producción anual de energía.

En la Figura 4. 4 y Figura 4. 5 se grafican los Fc promedio mensuales del conjunto de los PEs y los Fc mensuales de cada PE, respectivamente.

Se observan en las imágenes que los Fc más altos se obtienen en los meses septiembre, noviembre y enero, mientras que los menores valores se obtienen en el mes de marzo, siendo éste un 12% menor en relación al Fc de septiembre, el cuál es de 56%

Analizando la Figura 4. 5, se puede destacar al PE Manantiales Behr como aquél con mejor Fc para casi la totalidad de los meses del año, seguido de Chubut Norte y Bicentenario. Los Fc más bajos pertenecen a Rawson 1, Rawson 2 y Loma Blanca 4, con una notable diferencia entre

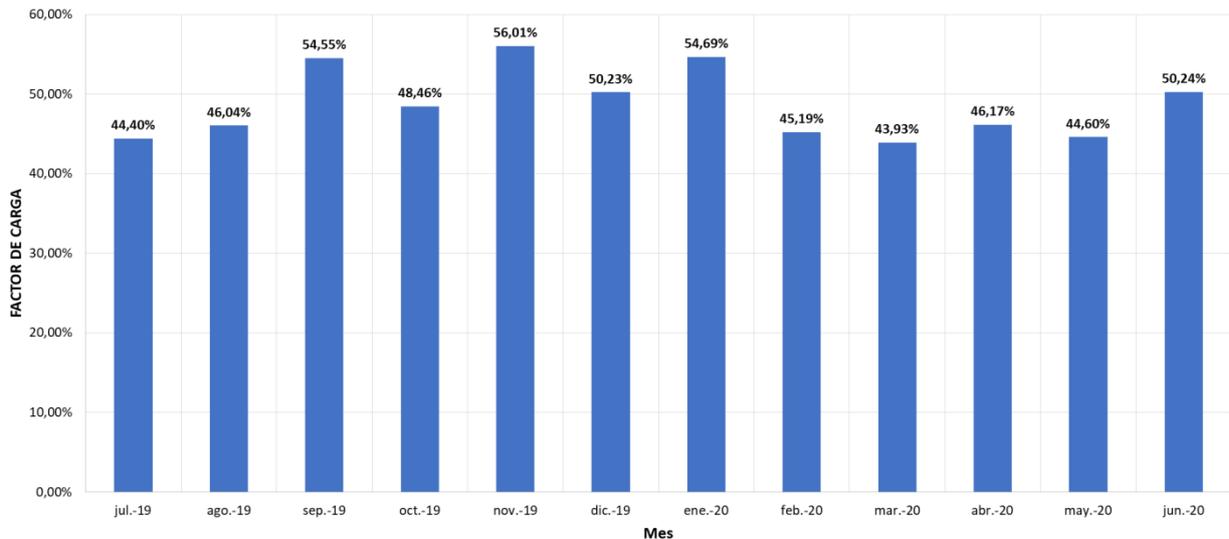


Figura 4. 4 Promedio de Fc mensuales del conjunto de PE en servicio de la región patagónica (Fuente: Elaboración Propia).

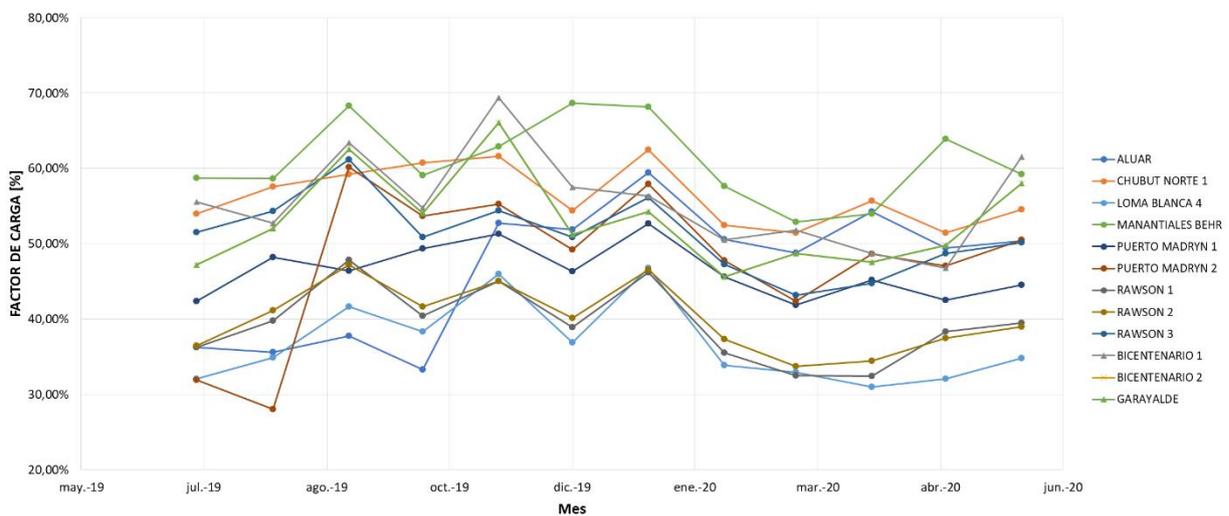


Figura 4. 5 Factores de carga mensuales de los PEs en servicio de la región patagónica (Fuente: Elaboración Propia).

4.2.2 PAE de parques eólicos en proyecto

Realizado el análisis estadístico de los vientos de cada lugar de emplazamiento de los PE en proyecto, se procede a calcular su PAE bruta.

La PAE bruta se calcula en función de las características técnicas del aerogenerador, utilizando su curva de potencia-velocidad. Cada parque eólico cuenta con una potencia nominal adjudicada, y en función de la potencia nominal del aerogenerador se determina la cantidad de máquinas necesarias a instalar en el sitio de emplazamiento del PE.

En algunos casos, la potencia adjudicada de cada PE hace que sea necesario “recortar” la potencia nominal de los aerogeneradores para que la suma total de sus potencias no sobrepase la potencia nominal adjudicada. Esto, puede lograrse mediante un sistema SCADA

configurado en los aerogeneradores, la nueva potencia nominal de salida en función de los montos adjudicados.

En la Tabla 4. 4 se exponen los modelos y la cantidad de los aerogeneradores de los PEs en proyecto de la región patagónica. A su vez, se especifican las nuevas potencias recortadas, las cuáles se utilizan para el cálculo PAE y de factores de carga.

En el caso de los aerogeneradores de los PEs Cañadón León, Loma Blanca I y Loma Blanca III se utilizaron aerogeneradores de similares características a los reales, debido a que no se disponía de información de la curva de P-v real. Una cuestión importante a la hora de seleccionar un aerogenerador equivalente, es que, además de ser de la misma potencia nominal, los diámetros de sus rotores deben ser lo más similares posibles (idénticos en el mejor de los casos). De lo contrario, el cálculo de PAE bruta diferirá, porque si bien sus potencias nominales son iguales, la energía captada en la zona de “Máxima Eficiencia del rotor” (zona limitada entre las velocidades de viento de cut-in y velocidad nominal) serán muy diferentes, ya que la captación de energía en esta zona depende (además de la eficiencia natural del aerogenerador) del área generada por las palas del aerogenerador (ver ecuación 2.5), donde la masa de viento que atraviesa el rotor es directamente proporcional a su diámetro barrido por las aspas.

Tabla 4. 4 Resumen de Aerogeneradores de PEs en Proyecto

Nombre	Pnom . PE [kW]	Aero Real	Aero Utilizado	P. Nom Aero [kW]	P. Recorte [kW]	N° AG's	Altura Buje [m]
Cañadón León	99,00	GENERAL ELECTRIC 4,2 MW	VESTAS V117 4,2 MW	4200	4125	24	85
Chubut Norte II	26,00	NORDEX N149 4,5 MW	NORDEX N149 4,5 MW	4500	4333	6	120
Chubut Norte III	57,60	NORDEX N149 4,5 MW	NORDEX N149 4,5 MW	4500	4431	13	120
Chubut Norte IV	82,80	NORDEX N149 4,5 MW	NORDEX N149 4,5 MW	4500	4358	19	120
Diadema II	27,60	ENERCON E70 2,3 MW	ENERCON E70 2,3 MW	2300	2300	12	64
Kosten	24,00	NRGP 64 -1,5 MW	ENERCON E66 1,5 MW	1500	1500	16	70
Koule Kayke II	25,00	IMPESA IWP 85 2 MW	ENERCON E82 2,0 MW	2000	2000	12	70
Loma Blanca I	50,00	GOLDWINE 140 3,2 MW	SIEMENS SWT 3,2 MW	3200	3200	16	100
Loma Blanca III	50,00	GOLDWINE 140-3,2 MW	SIEMENS SWT 3,2 MW	3200	3200	16	100
Loma Blanca VI	100,00	GAMESA G114- 2,5 MW	GAMESA G114 2,5 MW	2500	2500	40	80
Malaspina I	50,00	SENVION 114- 3,6 MW	SENVION 114 3,6 MW	3600	3571	14	90
Vientos los Hércules	97,20	SENVION 114- 3,6 MW	SENVION 114 3,6 MW	3600	3600	27	93

(Fuente: Elaboración propia)

Las curvas de potencias de los aerogeneradores utilizados y la descripción de sus características técnicas se pueden ver representadas en el **Anexo I**.

4.2.2.1 *Estimación de pérdidas de los PEs en Proyecto*

Tal como se comentó en el Capítulo 2, en el cálculo de PAE bruta se debe considerar el conjunto de pérdidas que provocan una disminución del rendimiento del PE, y por consiguiente, una reducción de su PAE generada.

Estas pérdidas se calculan mediante software específicos que tienen en cuenta una gran cantidad de variables como, por ejemplo, rugosidad del suelo; ubicación exacta de aerogeneradores, distancias entre ellos; tipo de aerogenerador y altura de buje; direcciones de viento, entre otras. Esto implica, que se debe tener abundante y exacta información de cada uno de los PEs.

Debido a la imposibilidad de contar con un software e información mencionada, en este trabajo se le asignaron a los PE en proyecto, las mismas pérdidas de los PEs en servicio más cercanos. Las pérdidas de éstos últimos se calculan según la Ec. 3. 44, la que se deriva de la Ec. 3. 40.

$$\% \text{ Pérdidas} = 100 \cdot \left(1 - \frac{F_{C_{PE_{neto}}}}{F_{C_{PE_{bruto}}}} \right) \quad \text{Ec. 3. 44}$$

Los Fc netos fueron calculados tal como se explicó en el apartado “4.2.1 Parques eólicos en servicio” y son los factores de carga reales de los PEs en servicio actualmente en la región patagónica. Los Fc Brutos se calcularon siguiendo la misma metodología que los PE en proyecto, es decir, realizando un análisis estadístico de las velocidades de viento y asociando sus probabilidades de ocurrencia con la curva de potencia del aerogenerador real del parque. El flujograma de la Figura 4. 6 resume la secuencia de actividades para determinar las pérdidas de los PEs en proyecto.

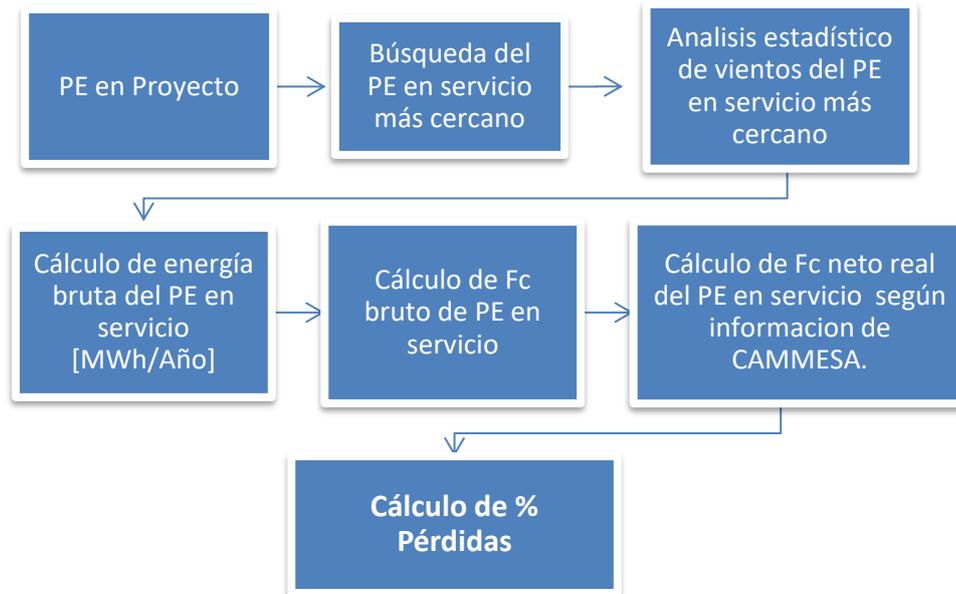


Figura 4. 6 Flujograma de cálculo de pérdidas de PEs en Servicio.

En la Tabla 4.15 se detallan las pérdidas estimadas para los PEs en proyecto según los PEs en servicio más cercanos.

Tabla 4. 5 Factores de pérdidas de los PEs en proyecto.

PE En Proyecto	PE E/S Cercano	Distancia [km]	Factor de Pérdidas
Cañadón León	-	-	12,00%
Chubut Norte II	Chubut Norte I	5,50	15,64%
Chubut Norte III		6,50	15,64%
Chubut Norte IV		5,80	15,64%
Diadema II	Diadema I	3,90	12,00%
Kosten		31,30	12,00%
Koule Kayke II	Los Hércules	13,60	21,80%
Loma Blanca I	Loma Blanca II	8,53	11,74%
Loma Blanca III		4,82	11,74%
Loma Blanca VI		10,00	11,74%
Malaspina I	-	-	12,00%
Vientos los Hércules	Dato	-	21,80%

(Fuente: Elaboración Propia)

El factor de pérdidas del PE Los Hércules se obtuvo de un estudio de impacto ambiental del parque eólico en mención (2016, Ecotécnica) y se consideraron las mismas pérdidas al PE Kayke debido a su proximidad.

Los PE Cañadón León y Malaspina I se encontraron bastante alejados de los demás PEs, por lo que se estimaron sus pérdidas en un 12%.

En la Tabla 4. 6Tabla 4. 6 se resumen los parámetros relacionados al estudio estadístico del viento de los PE en servicio utilizado para el cálculo de las pérdidas.

Tabla 4. 6 Parámetros relacionados al estudio estadístico del viento PEs en servicio

Nombre	Ubicación		Altitud	Altura Buje	Vel. Media	Factores de Weibul		Desv. Std.	Coef Rug.
	Lat.	Long.	[m]	[m]	[m/s]	c	k	σ	α
Diadema	-45,74	-67,69	358,00	55,00	10,17	11,48	2,30	4,69	0,19
L. Blanca II	-43,07	-65,24	59,00	100,00	9,99	11,27	2,39	4,48	0,21
Chubut Norte I	-42,57	-65,12	85,00	117,00	10,29	11,60	2,33	4,71	0,21

(Fuente: Elaboración Propia)

Para el cálculo de la PAE bruta se utilizaron los datos detallados en la Tabla 4. 7, correspondientes a los PEs en servicio; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.:**

Tabla 4. 7 Características técnicas de los PEs en Servicio

Nombre	P nominal [MW]	Aero Real	P. Nom Aero [kW]	N° Aeros	Altura Buje [m]
Diadema	6,30	WOBLEN E44 900 KW	900	7	55
Loma Blanca II	51,20	GOLDWIN 140 3,2 MW	3200	16	100
Chubut Norte I	28,40	VESTAS V126 3,45 MW	3450	8	117

Finalmente, se resumen en Tabla 4. 8; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** los cálculos de la PAE y Fc de los PEs en servicio calculada y sus correspondientes factores de perdidas según la Ec. 3. 44.

Tabla 4. 8 PAE, FC y pérdidas de los PE En Servicio utilizados.

PE En Servicio	PAE Bruta [MWh]	PAE Neta [MWh]	Fc Bruto	Fc Neto	Pérdidas
Diadema I	28.068	24.945	50,86%	45,20%	11,13%
Loma Blanca II	287.872	254.082	64,18%	56,65%	11,74%
Chubut Norte I	161.305	136.072	66,72%	56,28%	15,64%

Las curvas de distribución de probabilidades de Weibull y las curvas de potencia de los aerogeneradores de los PEs en servicio se presentan a continuación, desde la Figura 4. 7 a la Figura 4. 12.

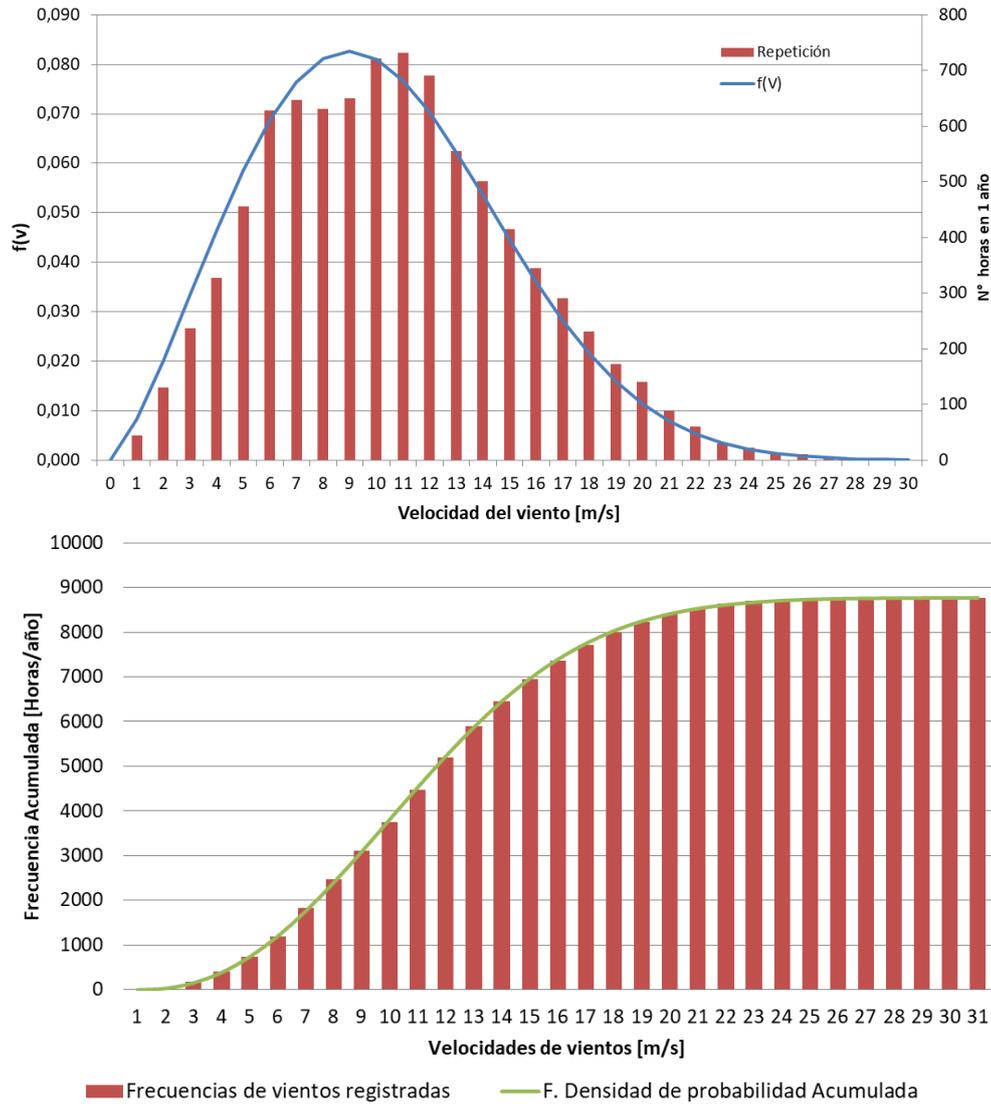


Figura 4. 7 Curvas de distribución de densidad de probabilidades y de distribución acumulada del PE Diadema I (Fuente: Elaboración propia).

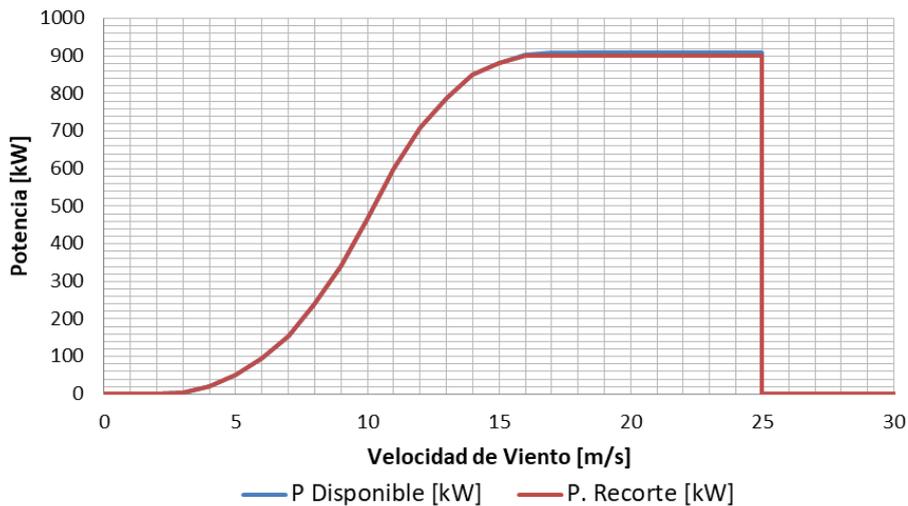


Figura 4. 8 Curva de potencia Aerogenerador Wobben E44 – 900 kW. PE Diadema I (Fuente: Elaboración propia).

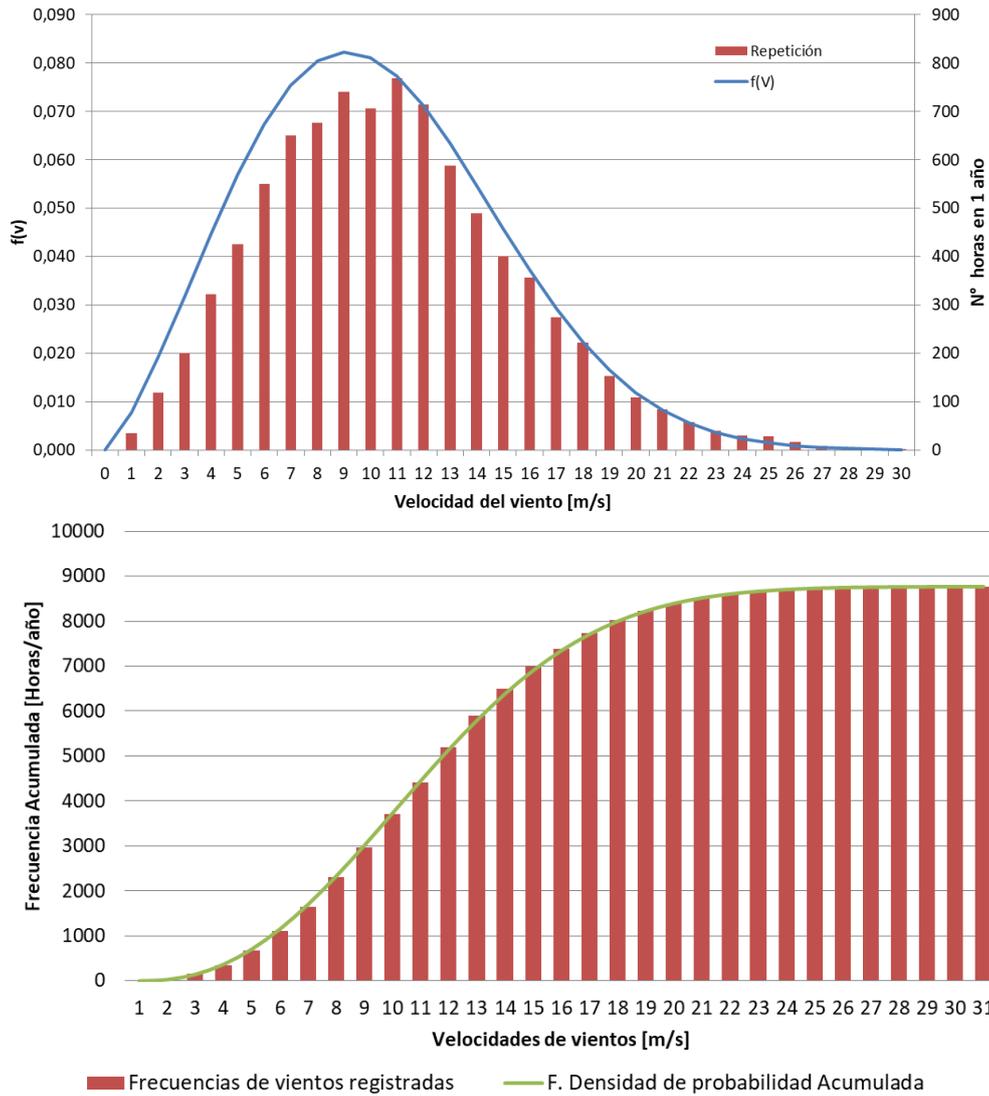


Figura 4. 9 Curvas de distribución de densidad de probabilidades y de distribución acumulada del PE Chubut Norte I (Fuente: Elaboración propia).

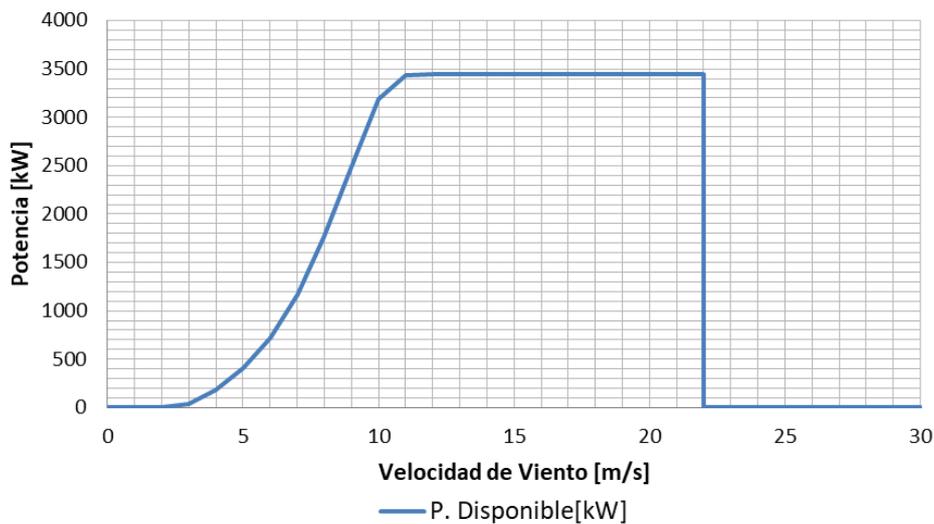


Figura 4. 10 Curva de potencia Aerogenerador Vestas V126 -3,45 MW. PE Chubut Norte I (Fuente: Elaboración propia).

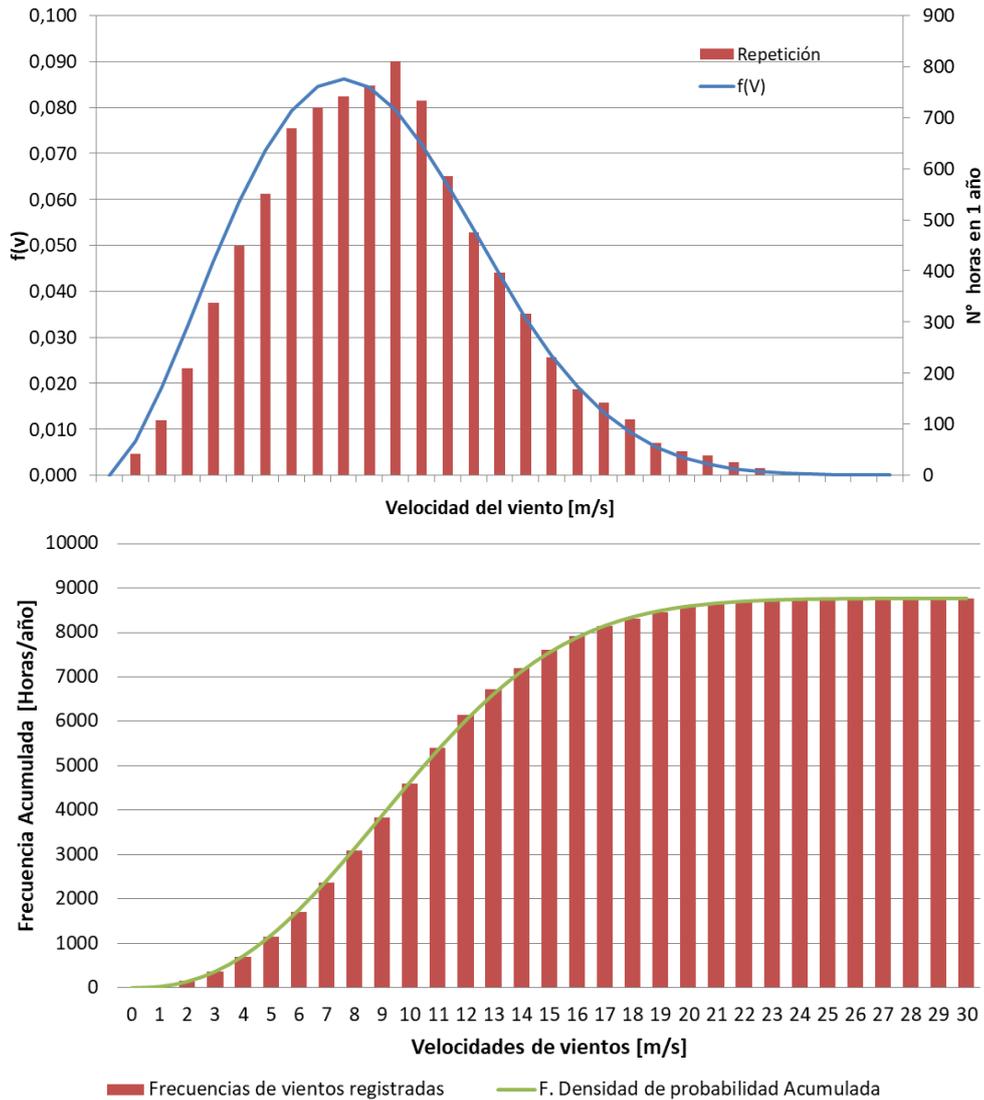


Figura 4. 11 Curvas de distribución de densidad de probabilidades y de distribución acumulada del PE Loma Blanca II (Fuente: Elaboración propia).

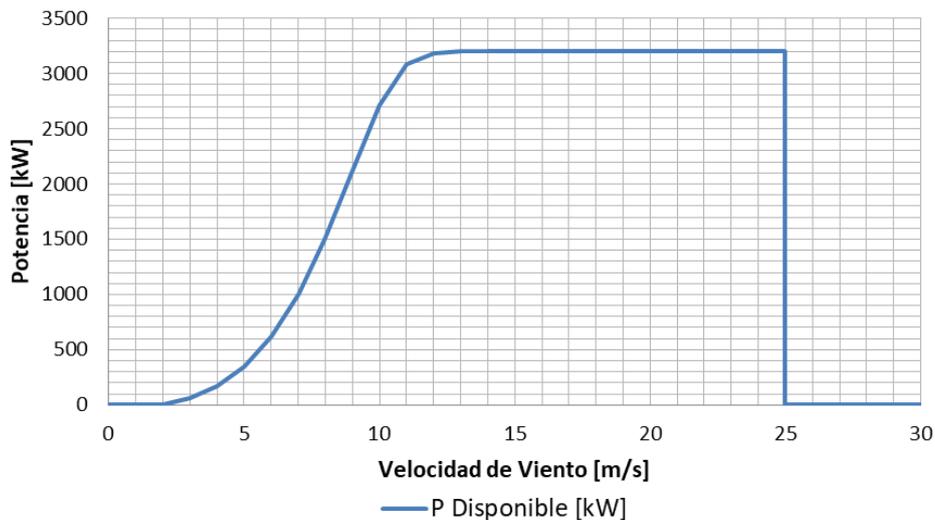


Figura 4. 12 Curva de potencia Aerogenerador Goldwin 140 -3,2 MW. PE Loma Blanca II (Fuente: Elaboración propia).

4.2.2.2 *Parámetros de funcionamiento de PEs en proyecto*

Determinadas las pérdidas de cada PE se calcula la PAE y los parámetros de funcionamiento de los PEs en proyecto. El resumen de los resultados obtenidos se presenta en la Tabla 4.9.

Tabla 4.9 Parámetros de funcionamiento de los PEs en proyecto

PE	P. Nom [MW]	Producción Anual de Energía		Factores de Carga [%]		Parámetros de Funcionamiento		
		PAE bruta [MWh/año]	PAE Neta [MWh/año]	FC bruto	FC neto	Hs de Serv. [Hs]	FO	HE [Hs/año]
Cañadón León	99,0	519.043	460.488	59,8	53,1	8.401	0,96	4.651
Chubut Norte II	26,0	159.432	134.497	70,0	59,0	8.386	0,96	5.173
Chubut Norte III	57,6	353.246	297.999	70,0	59,0	8.367	0,95	5.176
Chubut Norte IV	82,8	505.085	426.090	69,6	58,7	8.373	0,96	5.146
Diadema II	27,6	130.529	114.868	53,9	47,5	8.587	0,98	4.162
Kosten	24,0	118.443	104.237	56,3	49,5	8.053	0,92	4.343
Koule Kayke II	24,0	138.291	108.144	65,7	51,4	8.590	0,98	4.506
Loma Blanca I	50,0	281.125	248.127	64,1	56,6	8.398	0,96	4.963
Loma Blanca III	50,0	281.125	248.127	64,1	56,6	8.398	0,96	4.966
Loma Blanca VI	100,0	575.061	507.606	65,6	57,9	8.365	0,95	5.076
Malaspina I	50,0	259.600	227.539	59,2	51,9	8.238	0,94	4.556
Los Hércules	97,2	521.263	407.627	61,2	47,8	8.119	0,93	4.191

(Fuente: elaboración propia)

Los resultados dejan entrever que los Fc netos de los PEs se establecen en un promedio de 54,1%, dentro de un rango que varía entre 48% a 59%, lo cual representan un nivel “Extraordinario” según la valoración de la Tabla 3. **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** También se destaca el PE Loma blanca VI como el PE que mayor energía produce a lo largo del año, siendo el PE Kosten el que menos energía produce debido a su baja potencia nominal y al bajo Fc en relación a los demás PE en estudio.

Los Factores de Operación y las Horas de Servicio, en todos los casos son elevados. Esto se debe a que son escasas las horas que el viento presenta velocidades fuera del rango de 3 a 25 m/s. Las **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**Figura 4. 13 presentan de forma gráfica los resultados obtenidos de la Tabla 4.9.

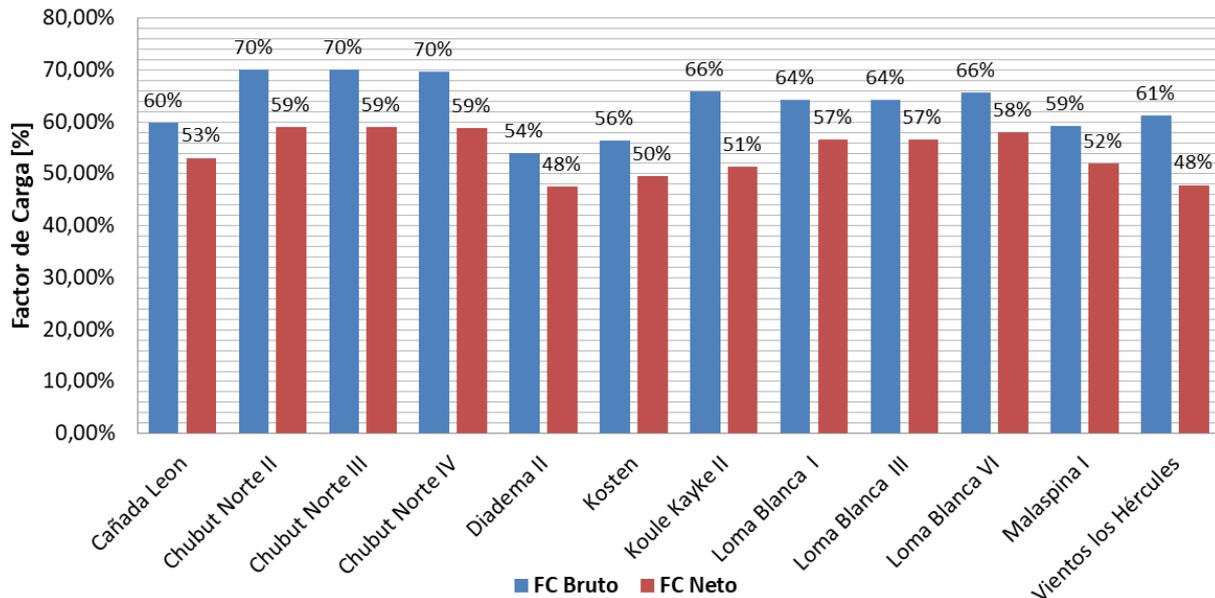


Figura 4. 13 Factores de Carga Brutos y Netos de los PEs En Proyecto (Fuente: Elaboración Propia).

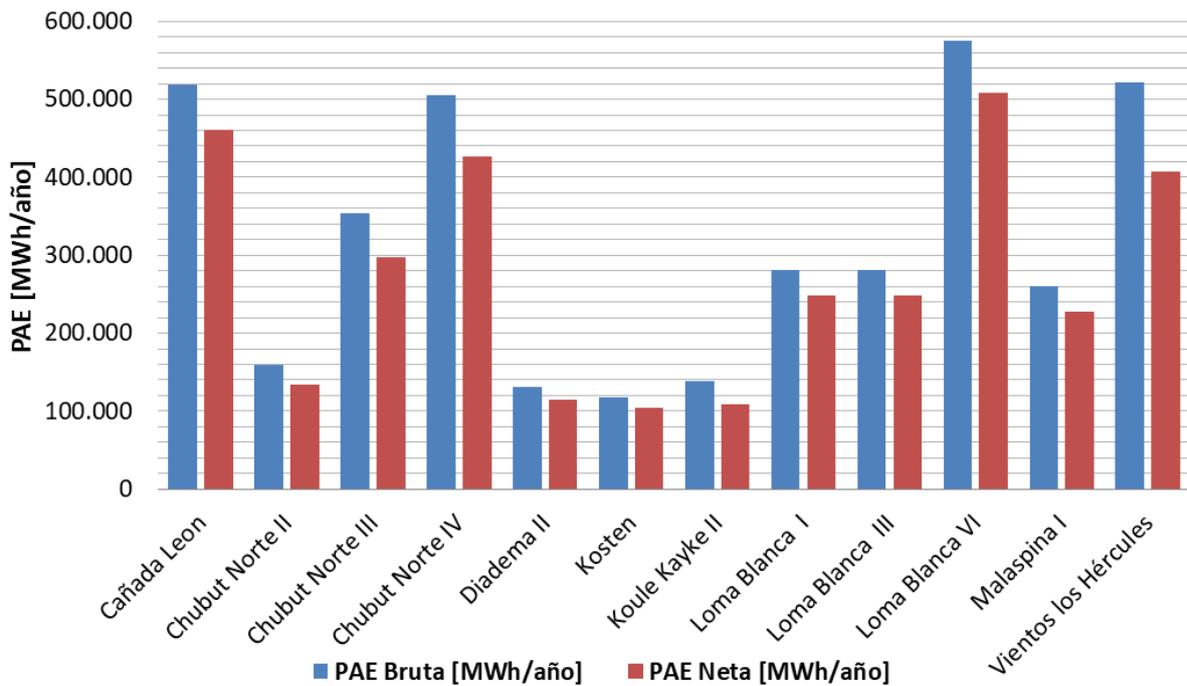


Figura 4. 14 Producción Anual de Energía Bruta y Neta [MWh/año] (Fuente: Elaboración Propia)

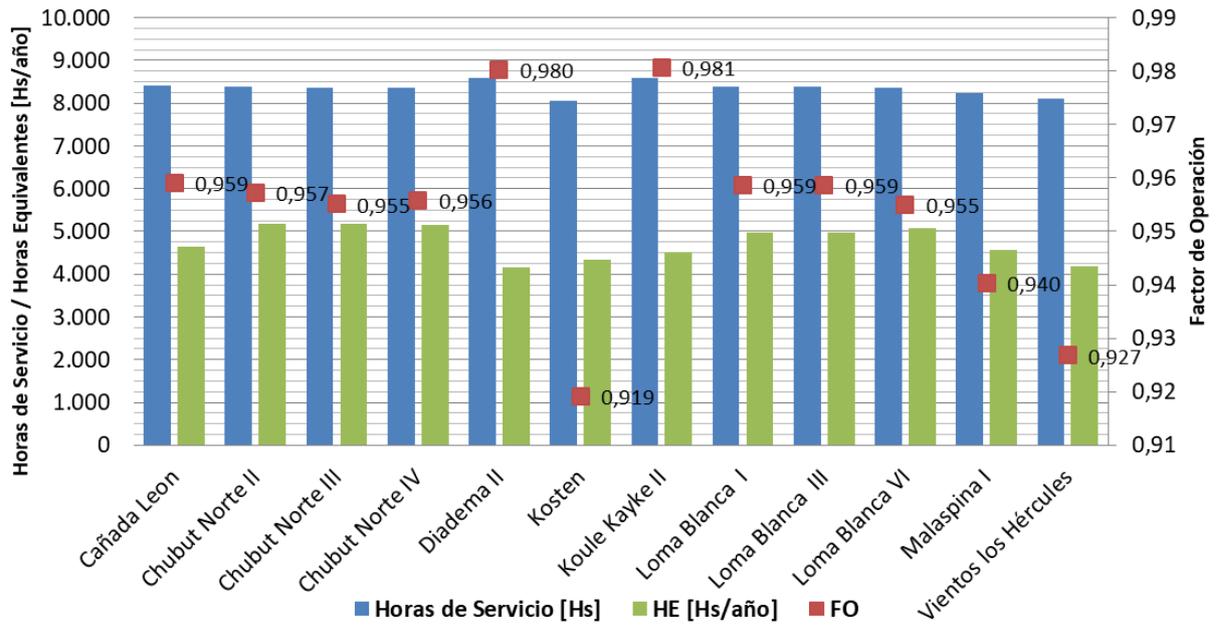


Figura 4. 15 Parámetros de funcionamiento de los PEs En Proyecto. (Fuente: Elaboración Propia).

CAPÍTULO 4

*Descripción de la Red Patagónica,
modelado de PEs y escenarios de carga en
estudio.*

5. Capítulo 4: Descripción de la Red Patagónica

5.1 Descripción de la red patagónica

El subsistema de estudio abarca las líneas de transmisión de la región patagónica, el mismo comprende el corredor de extra alta tensión (EAT) en 500 kV desde la ET Choele Choele 500/132 kV y se extiende hasta la ET Esperanza 500/330/132 kV. Presenta una topología radial y a lo largo del corredor de EAT se presentan interconexiones con las ETs:

- Puerto Madryn 500/132/33 kV
- Santa Cruz Norte 500/132/33 kV
- Rio Santa Cruz 500/132/33 kV

Lo que respecta a la demanda del subsistema, en escenarios de valle el consumo es de 1.110 MVA y en escenarios de pico alcanza niveles cercanos a los 1.467 MVA. Del total, 724 MVA corresponden a la empresa productora de aluminio Aluar, la cual se abastece, en gran medida, a través de su propia generación mediante los PE Aluar I, II y III.

En los niveles de 132 kV, una parte de la red se encuentra trabajando de forma anillada vinculando las ETs Puerto Madryn (500/220/132 KV) y Santa Cruz Norte 500/132/33 kV con trazas de LATs que totalizan una longitud de aproximadamente 625 km.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y Figura 5. 2 se observa un esquema geográfico de las redes de 132 y 500 kV del sistema patagónico en estudio, mientras que en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se listan los parámetros de las LATs considerados para realizar el modelado de la red.

El abastecimiento energético de la región patagónica se compone de las centrales hidráulicas (CHs) Futalefú de 532 MW y Ameghino de 46,8 MW, Además, existe una gran potencia instalada de centrales térmicas distribuidas por toda la región, que totalizan 763 MW (sin contabilizar la generación propia de Aluar, que suman 816 MW de potencia) según se puede ver en el detalle de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** A esta generación, se suman las potencias de los PE actualmente En Servicio y En Proyecto, que en su conjunto alcanzan un total de 1584 MW.

El subsistema fue modelado con el software de simulación de sistemas eléctricos de potencia PSS/E en su versión 34 universitaria (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), para la obtención de los resultados se utilizaron sus herramientas de cálculo de flujo de potencia en estado estable.

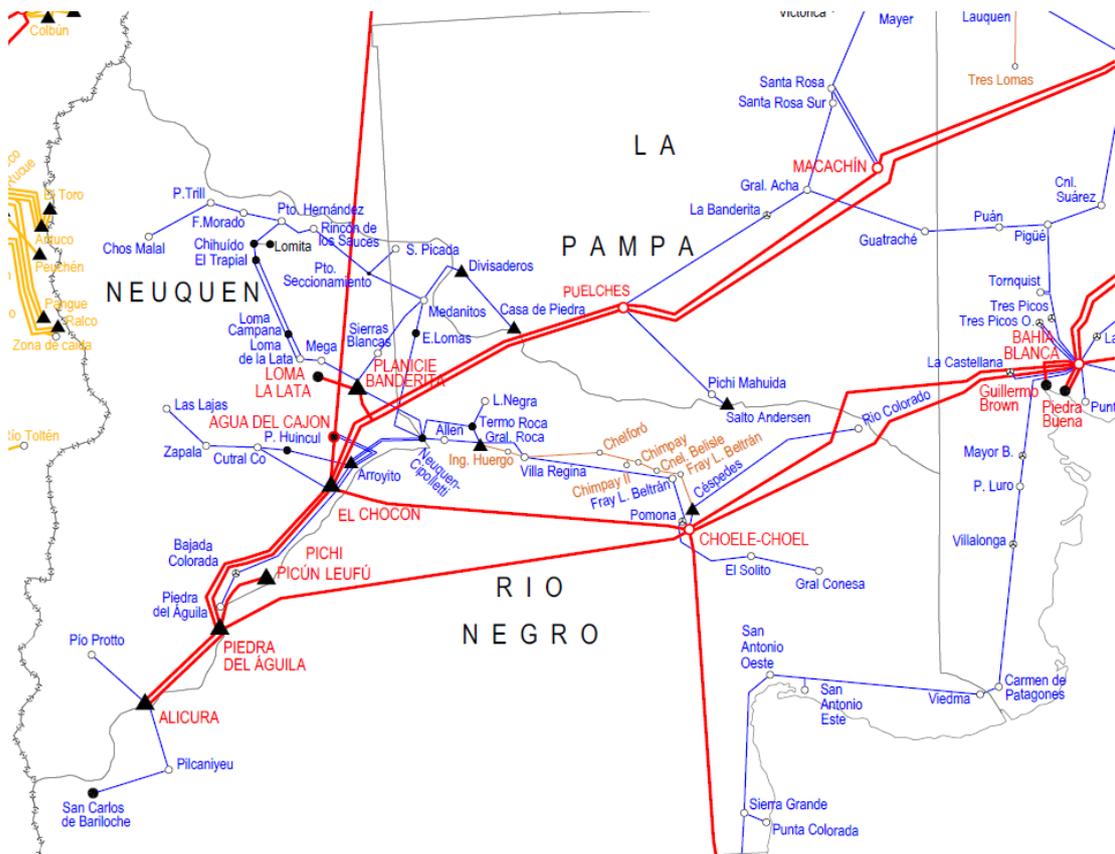


Figura 5. 1 Esquema geográfico de la red en estudio. Región Norte. (Fuente: CAMMESA).

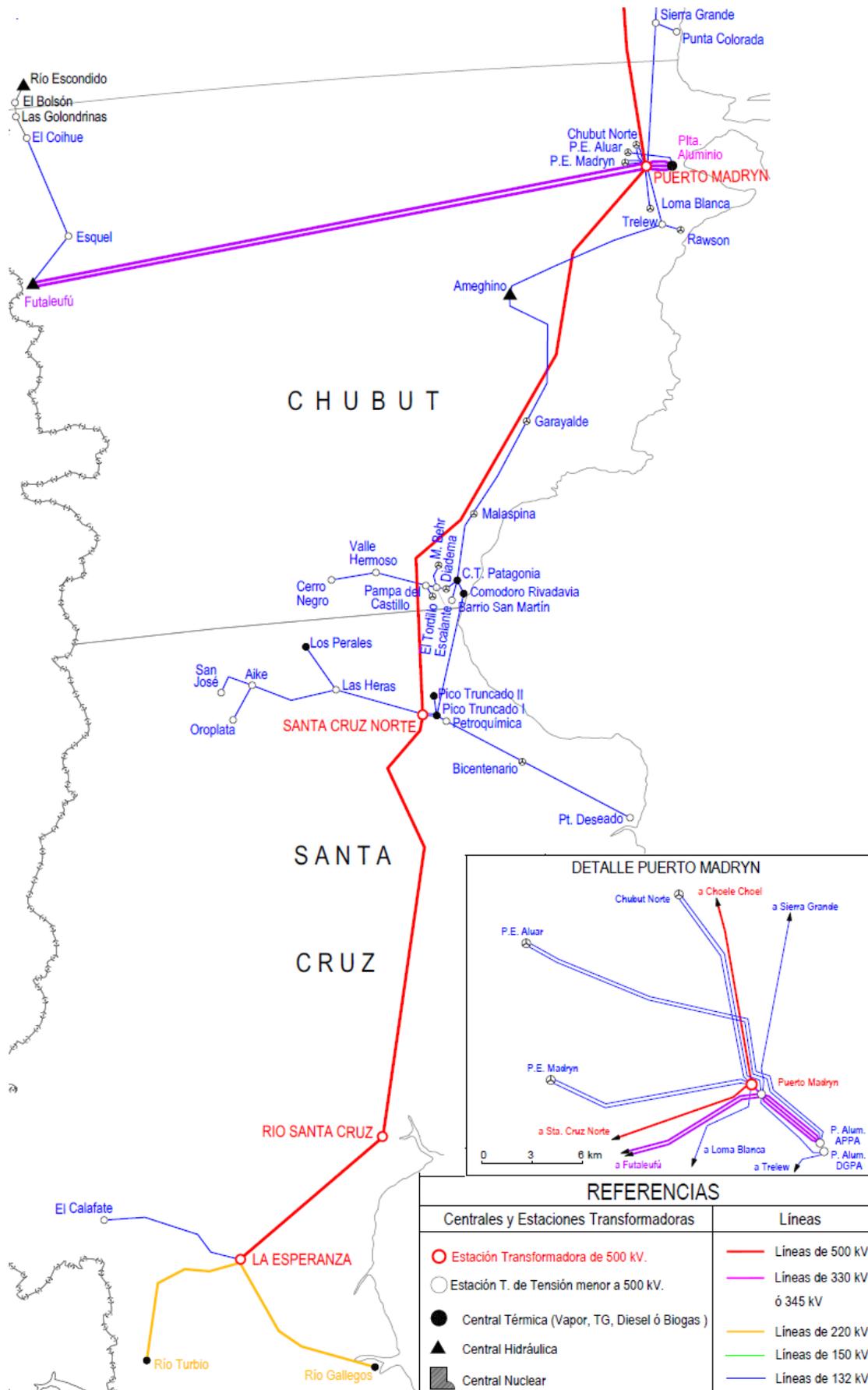


Figura 5. 2 Esquema geográfico de la red en estudio.Región Sur. (Fuente: CAMMESA).

Tabla 5. 1. Parámetros característicos de LATs consideradas (Fuente: Elaboración propia).

ET Origen	ET Destino	Tensió Nominal [kV]	Terna N°	Resisten cia [p.u.]	Reactanci a [p.u.]	Capacidad [MVA]	Long . [km]
NPMADRYN	SCN_500	500	1	0,004	0,051	1.593	552
NPMD.CHL	CH.CHOEL	500	1	0,003	0,034	1.264	354
SANTA CRUZ NORTE	RSCRUZ	500	1	0,003	0,037	2.425	394
RIO SANTA CRUZ	ESPERANZ	500	1	0,001	0,017	2.425	171
FUTALEFU	PUERTO MADRYN	330	1	0,023	0,168	334	550
FUTALEFU	PUERTO MADRYN	330	2	0,023	0,168	334	550
R.TURBIO	ESPERANZA	330	1	0,012	0,086	564	142
ESPERANZ	RIO GALLEGO	330	1	0,010	0,074	564	122
PUERTO MADRYN	NPMAD330	330	1	0,000	0,000	-	-
PUERTO MADRYN	DGPAL132	330	1	0,003	0,012	169	6
PUERTO MADRYN	SGRAN132	132	1	0,068	0,265	169	122
PUERTO MADRYN	CHUBUNOR	132	1	0,008	0,032	169	15
PUERTO MADRYN	CHUBUNOR2	132	1	0,007	0,031	167	13
LB OESTE	PMADRYN2	132	1	0,018	0,073	137	34
DGPAL132	TRELW132	132	1	0,043	0,142	146	62
TRELW	RAWSON	132	1	0,011	0,034	146	22
TRELW	AMEGHINO	132	1	0,078	0,257	146	112
RAWSON	PER-132	132	1	0,004	0,016	-	7
AMEGHINO	GARAYALDE	132	1	0,075	0,294	169	135
FUTALEFU	ESQUE132	132	1	0,025	0,064	122	28
ESQUEL	ELCOIHUE	132	1	0,145	0,285	-	128
SGRAN132	PCOLO132	132	1	0,033	0,069	34	31
SGRAN132	SANOE132	132	1	0,065	0,249	56	110
MALASPINA	GARAYALDE	132	1	0,025	0,097	169	44
MALASPINA	CTPAT132	132	1	0,067	0,262	169	120
RSCRUZ	S.JULIAN	132	1	0,150	0,336	-	-
SANOE132	SANES132	132	1	0,014	0,052	169	23
SANES132	VIDEM132	132	1	0,096	0,368	169	163
VIDEM132	C.PATAG.	132	1	0,004	0,015	174	3
C.RIV.A1	C.RIV.A	132	1	0,000	0,001	135	1
C.RIV.A1	PT1-132M	132	1	0,152	0,356	91	138
C.RIV.A1	CTPAT132	132	1	0,004	0,015	169	7
HERCULES	LASHE132	132	1	0,030	0,104	146	44
HERCULES	K.KAIKE	132	1	0,011	0,038	146	16
ESCALANTE	PAMPA CASTILLO	132	1	0,015	0,045	146	20
ESCALANTE	DIADEMA	132	1	0,006	0,018	146	8

Tabla 5. 2 Listado de centrales termoeléctricas de la región patagónica (Fuente: Elaboración propia).

NOMBRE	P. nom [MW]	
ALUAR	ALTV11CC	140,0
	ALTG09CC	165,0
	ALTG10CC	165,0
	ALUATG07	49,0
	ALUATG08	49,0
	ALUATV01	50,3
	ALUATG06	38,2
	ALUATG05	38,2
	AL-FIAT1	20,0
	AL-FIAT2	20,0
	AL-FIAT3	20,0
	AL-FIAT4	20,0
	AEG	21,0
	AEG	21,0
LOS PERALES	YPFATG02	37,0
	YPFATG01	37,0
P TRUNCADO	PTR1TG25	15,0
	PTR1TG24	15,0
	PTR1TG23	15,0
MESETA ESP.	MESEDI01	10,8
HUEMUL	HUEMDI01	25,0
C. RIVADAVIA	CRIVTG26	25,0
	CRIVTG26	25,0
	CRIVTV25	22,6
	CRIVTG78	25,0
	CRIVTG78	25,00
R. TURBIO	RTURTV02	130,0
	RTURTV01	130,0
R. GALLEGO	RCHITG01	17,5
	RCHITG02	17,5
	RCHITG03	10,0
	RCHITG04	10,0
CT. PARAGONIA	PATATG02	39,3
	PATATG01	39,3
	PATATV01	67,0
CT. M. BEHR	MANBDI02	8,4
	MANBDI02	16,9

5.2 Código de red y acceso al sistema de transporte

Para garantizar el correcto desempeño de las nuevas fuentes de generación que ingresarán en el sistema, CAMMESA cuenta con el “Procedimiento Técnico N°1: ESTUDIOS REQUERIDOS PARA LA PRESENTACIÓN DE LA SOLICITUD DE ACCESO y AMPLIACIONES AL SISTEMA DE TRANSPORTE” cuyo objetivo es especificar los estudios que debe realizar un Agente, o grupo de Agentes, para el acceso a la capacidad de transporte existente del Sistema, y sus ampliaciones, de acuerdo a lo indicado en las reglamentaciones vigentes. Estos estudios deben verificar:

- El funcionamiento estático del sistema.
- Los límites de transporte de los sistemas de transmisión.
- El funcionamiento ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos ante diferentes perturbaciones y maniobras.

Toda ampliación del Sistema de Transporte en Alta Tensión y por Distribución Troncal, y de los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte en lo que a Generadores y Distribuidores se refiere, deberá ser analizada en el marco de las reglamentaciones de acceso a la capacidad de transporte existente en lo que respecta a su conexión e influencia sobre el sistema existente.

Al conectarse una nueva generación en el SADI, debe verificarse que este ingreso no producirá efectos adversos en el sistema. Debe analizarse:

- Si reduce la capacidad de transporte del sistema
- Si produce sobretensiones, sobrecorrientes, corrientes de cortocircuito u otros efectos que puedan afectar la vida útil de los equipamientos existentes.
- Si reduce la calidad de servicio del sistema existente
- Si incrementa los costos de operación del sistema, es decir, si introduce restricciones que ocasionan mayores costos de operación y mantenimiento incluyendo la energía no suministrada, que los ahorros que produce su ingreso.

5.3 Estudios Requeridos

Se definen las etapas con diferentes requerimientos de estudios para la conexión al sistema de transporte. Estos estudios deben ser realizados con programas de cálculo y/o simuladores analógicos utilizando modelos adecuados y reconocidos para el fin establecido. Incluye las siguientes etapas de estudios:

- Etapa 1. Acceso a la capacidad de transporte y ampliaciones.
- Etapa 2. Diseño técnico de detalle.
- Etapa 3. Diseño y optimización de los sistemas de control.

5.3.4 Requerimientos para la generación eólica

Además de los estudios anteriormente mencionados, como el presente estudio se centra en el impacto de PEs en el sistema, se deberán considerar los lineamientos establecidos en el “Anexo 40: GENERACIÓN EÓLICA” de CAMMESA.

5.3.4.1 Control de Tensión y Potencia Reactiva

La granja eólica deberá cumplimentar las obligaciones de entrega y absorción de potencia reactiva de tal manera que en el punto de conexión a la red exhiba un factor de potencia ($\cos \varphi$) de 0,95 tanto inductivo como capacitivo.

Dada la naturaleza aleatoria del recurso, la incidencia de eventuales variaciones rápidas y lentas de la velocidad del viento, la interferencia de las estructuras portantes con el sistema motriz, la cantidad y ubicación de cada aerogenerador, un PE puede provocar fluctuaciones en la potencia entregada, por lo cual, no se los puede considerar como potencia firme. Estas alteraciones no pueden estar fuera de la tolerancia en los parámetros funcionales del sistema eléctrico al cual aportan su energía, a fin de preservar la calidad del servicio técnico.

Para cada tipo de granja eólica, el grado de perturbación del funcionamiento del sistema eléctrico depende fuertemente de la potencia de la granja eólica en relación a la potencia de cortocircuito del sistema eléctrico en el punto de conexión.

Por ello, se definen 2 tipos de granjas, Tipo A y Tipo B. Las primeras son aquellas que tienen mayor valor de la relación entre su potencia instalada y la potencia de cortocircuito del punto de conexión a la red y en las segundas dicha relación es de un nivel menor.

Granjas Tipo A

Para estas, la máxima perturbación admitida de la tensión en el punto de conexión del PE o de cualquier nodo de la red, en los estados de operación con la menor potencia de cortocircuito en el área donde se conecta la granja (menor despacho de generación probable), la “mayor variación rápida de potencia” y la “mayor variación de potencia frecuente” deben ser tales que no provoquen variaciones de tensión mayores a:

- 1% en redes de tensión mayor a 132 [kV] y menor o igual a 500 [kV].

- 2% en redes de tensión menor o igual a 132 [kV] y mayor a 35 [kV].
- 3% en redes de tensión menor o igual a 35 [kV].

La granja deberá operar controlando tensión en el punto de conexión o un punto interno de la granja. Deberá tener una característica del diagrama P-Q tal que, a máxima potencia, exhiba un FP de 0,95 y la potencia reactiva, como mínimo, se mantenga constante para las potencias activas entre el 100% y el 20% o 30% de la potencia nominal (véase Figura 5. 4).

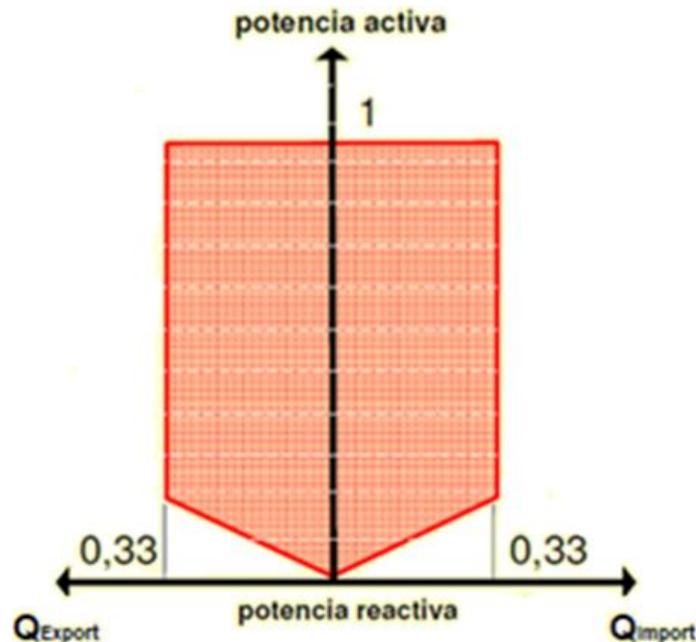


Figura 5. 4 Característica de capacidad P-Q de forma pentagonal. Control de Tensión. Requerimiento operación granja Tipo A (Fuente: CAMMESA).

Granjas Tipo B

En este tipo de granjas, el tamaño de la granja es pequeño respecto a la robustez del punto de conexión y la variación instantánea de la potencia desde su valor nominal a cero (efecto equivalente a una desconexión de la granja operando a potencia plena y entregando a la red potencia reactiva en su punto de conexión a la red), produce variaciones de tensión menores a las indicadas anteriormente. Por lo que no será necesario que la granja opere controlando la tensión y podrá operar con el Factor de Potencia ($\cos \varphi$) constante que le sea requerido en cada ocasión por el Transportista o por el operador de la red, según corresponda.

Este tipo de PE podrá tener una característica del diagrama P-Q tal que, a máxima potencia, exhiba un FP de 0,95 y mantenga este valor constante para todo su rango de potencia activa (ver Figura 5. 5).

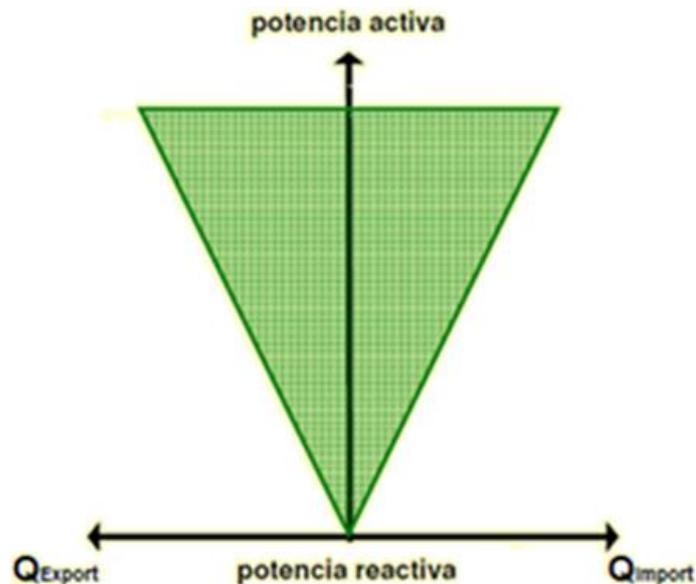


Figura 5. 5 Característica de capacidad P-Q de forma triangular. Control de FP. Requerimiento operación granja Tipo B (Fuente: Elaboración propia).

5.4 Definición de escenarios de estudio

Para analizar el impacto de los PE en el sistema de transmisión se modelan diversos escenarios de carga considerando las condiciones más exigentes de demanda-generación que puedan presentarse en condiciones más frecuentes de operación de la red, con motivo de identificar condiciones críticas de operación.

Para el modelado y posterior estudio del subsistema, se parte de la base de datos de CAMMESA con sus escenarios de máxima y mínima demanda, para los cuales se definen diferentes despechos de generación térmica, hidráulica y eólica.

A continuación, se detallan los escenarios de carga planteados:

01- PICO_BASE:

- Demanda pico verano 20/21.
- Generación hidráulica al mínimo admisible.
- Generación eólica a cero.
- Generación térmica mínima para abastecer el caso.

02- PICO_BASE_HIDRO_EOL_EX_MAXIMO:

- Demanda pico verano 20/21.
- Generación hidráulica al máximo
- Generación eólica a potencia máxima simultánea¹.
- Generación térmica del escenario PICO_BASE.

¹ Potencia obtenida como el cociente entre el percentil 99 de la potencia despachada en simultaneo por un grupo de parques eólicos, por la potencia instalada total de los mismos.

03- PICO_BASE_HIDRO_EOL_EX_MEDIO:

- Demanda pico verano 20/21.
- Generación hidráulica al máximo
- Generación eólica a potencia media².
- Generación térmica del escenario PICO_BASE.

04- VALLE_BASE_MAXIMO:

- Demanda valle verano 20/21.
- Generación hidráulica al máximo
- Generación eólica a potencia máxima simultanea¹.
- Generación térmica del escenario PICO_BASE.

05- VALLE_BASE_MEDIO:

- Demanda valle verano 20/21.
- Generación hidráulica al máximo
- Generación eólica a potencia media².
- Generación térmica del escenario PICO_BASE.

5.5 Potencia máxima despachada en simultáneo de los PEs

Ciertos escenarios de estudios cuentan con el despacho en simultáneo del conjunto de los PEs en servicio, por lo que el despacho de generación, en primera instancia, podría pensarse como una inyección máxima de potencia del conjunto de PEs implicados. Pero esto no sería un escenario realista, dado que existe una muy baja probabilidad de que esto ocurra, teniendo en cuenta que para que se presente ese fenómeno en cada sitio donde se encuentra cada PE deberían existir velocidades de viento dadas entre la velocidad nominal (rated speed) y la velocidad de corte (cut-out speed).

Con motivo de considerar un escenario más realista de despacho de potencia máximo simultáneo de los PE, se trazó un “Diagrama ordenado de carga” o “Curva Monótona” de la potencia máxima despachada horaria en simultáneo de los PEs. Para ello, se suman la potencia que genera cada PE hora a hora y se ordenan dichos valores en función de su probabilidad de ocurrencia. De esta manera, la curva monótona representa el tiempo que una cierta cantidad de potencia entregada a la red en simultaneo es igual o mayor a dicho valor. A modo de ejemplo, se muestra en la gráfica de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** que la probabilidad de que la potencia de los PEs en simultáneo sea mayor a 600 MW es de 20%, lo que en otras palabras, se puede traducir a que en un año calendario, 1752 hs la potencia en simultáneo de los PEs será mayor a 600 MW y 7008 hs será menor a ese mismo valor.

² Potencia obtenida con el factor de carga anual por cada parque eólico.

Una vez definida la curva monótona, tal como se observa en la Figura 5. 6, se calcula el Factor de Simultaneidad 1 (FS_1) para el percentil 99 a través de la siguiente ecuación:

$$FS_1 = \frac{P_{\text{máx}(p99)}}{P_{\text{máxConjunto PEs}}} \quad (5.1)$$

El uso del percentil 99 tiene como criterio dejar de lado el 1% de los valores mayores con motivo de evitar errores de medición que pudieran llegar a ocurrir y, además, por la muy baja probabilidad de que se de esa condición de potencia máxima en simultáneo.

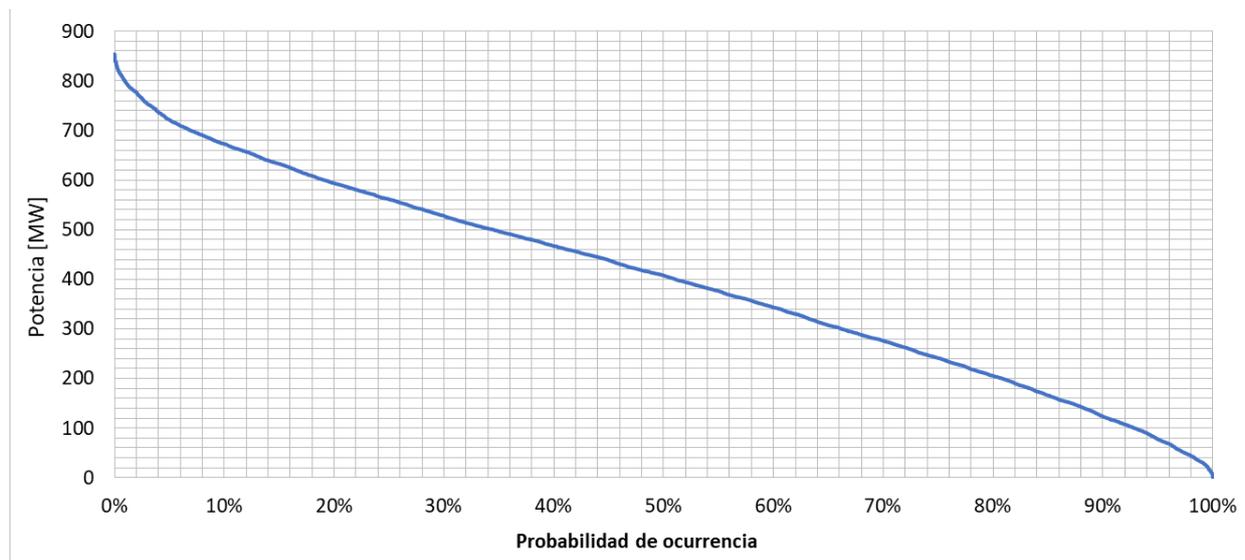


Figura 5. 6 Curva monótona de potencia despachada en simultáneo (Fuente: Elaboración propia).

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se detallan los valores que intervienen en la ecuación 5.1 y el Factor de Simultaneidad 1, igual a 89,7 %.

Tabla 5. 3 Factor de utilización PEs en Servicio (Fuente: Elaboración propia).

$P_{\text{máx}(p99)}$	$P_{\text{máxConjunto PEs}}$	FS_1
798,3	890,4	89,7%

Finalmente, afectando el FS_1 a la potencia nominal de cada PE en servicio se calcula la potencia que cada PE debe despachar para cumplir las condiciones del escenario de carga en estudio. En **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se detallan los despachos de potencia de los PEs en servicio.

Tabla 5. 4 Potencia despachada según FS1 para PEs en servicio (Fuente: Elaboración propia).

PE En Servicio	P_{FS1} [MW]
Aluar I	46,2
Aluar II	53,8
Aluar III	46,2
Bicentenario	90,4
Bicentenario II	22,6
Chubut Norte	25,8
Diadema	6,3
Garayalde	21,6
Loma Blanca II	45,9
Loma Blanca IV	45,7
Manantiales Behr	88,8
Puerto Madryn I	70,8
Puerto Madryn II	135,6
Rawson I	47,5
Rawson II	28,7
Rawson III	22,4
TOTAL	798,3

Los escenarios antes mencionados, son los escenarios base en donde se obtienen los primeros resultados del comportamiento en estado estático de la red, para luego realizar el estudio frente al ingreso de los nuevos PEs en proyecto. Este ingreso de los nuevos PEs, se realiza incorporando cada PE de manera individual y luego en conjunto, es decir, PEs en servicio más PEs en proyecto. Esto, hace que sea necesario definir un nuevo Factor de Simultaneidad, denominado FS_2 , el cual se obtiene de igual forma al FS_1 pero, teniendo en cuenta la totalidad de potencia eólica puesta en juego.

En la Figura 5. 7 se representa la nueva curva monótona y en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** el nuevo FS_2 que presenta un valor de 92,1%.

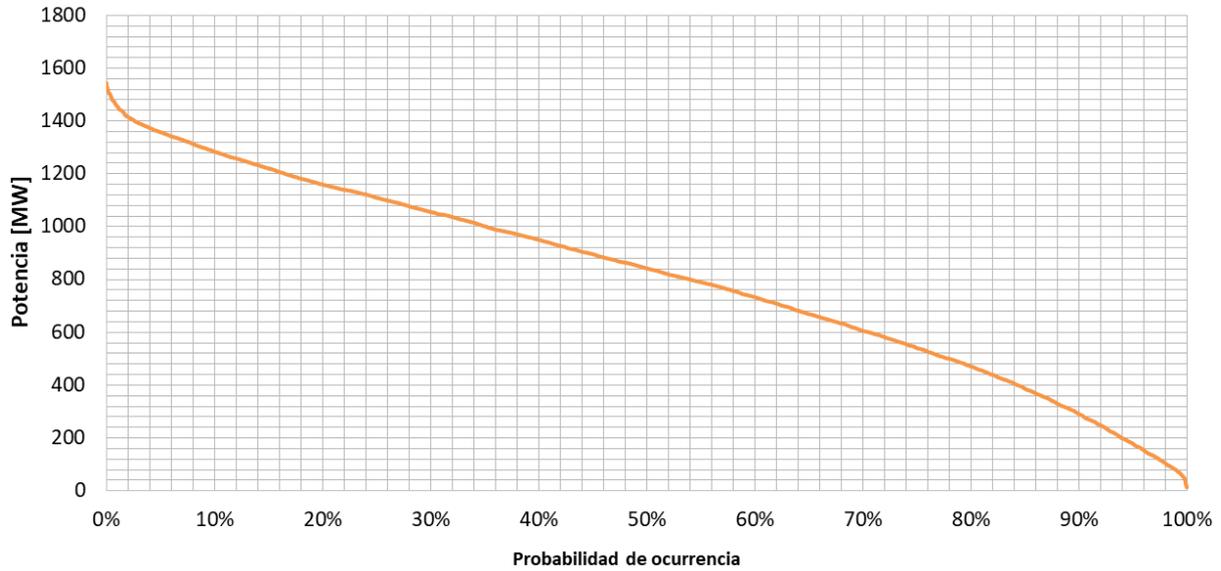


Figura 5. 7 Curva monótona de potencia despatchada en simultáneo de PEs En Servicio y En Proyecto (Fuente: Elaboración propia).

Tabla 5. 5 Factor de simultaneidad de PEs En Servicio y En Proyecto (Fuente: Elaboración propia).

$P_{m\acute{a}x(p99)}$	$P_{m\acute{a}xConjunto\ PEs}$	FS_2
1.456,4	1.580,9	92,1%

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se lista los despachos de potencia de los PEs En Servicio y En Proyecto afectados al FS_2 .

Tabla 5. 6 Potencia despachada según FS2 para PEs En Servicio y En Proyecto (Fuente: Elaboración propia).

PEs	P_{FS2} [MW]
Aluar I	47,4
Aluar II	55,3
Aluar III	47,4
Bicentenario	92,9
Bicentenario II	23,2
Cañada Leon	91,2
Chubut Norte	26,5
Chubut Norte II	23,9
Chubut Norte III	53,1
Chubut Norte IV	76,3
Diadema	6,6
Diadema II	25,4
Garayalde	22,2
Kosten	22,1
Koule Kayke II	22,1
Loma Blanca I	47,2
Loma Blanca II	47,2
Loma Blanca III	47,2
Loma Blanca IV	46,9
Loma Blanca VI	92,1
Malaspina I	46,1
Manantiales Behr	91,2
Puerto Madryn I	72,8
Puerto Madryn II	139,3
Rawson I	48,8
Rawson II	29,5
Rawson III	23,0
Vientos los Hércules	89,5
TOTAL	1.456,4

5.6 Despacho de generación convencional de los escenarios de carga.

Para cada escenario de carga planteado, en la Tabla 5. 7 aTabla 5. 10, se listan las CHs y CTs del subsistema en estudio con la potencia final despachada necesaria para garantizar las condiciones mínimas admisibles de operación exigidas por CAMMESA, relacionada a perfiles de tensión y sobrecargas en equipamientos. Luego, se grafica un diagrama de torta con el fin de visualizar el aporte al cubrimiento de la demanda en el subsistema patagónico.

5.6.1 01- PICO_BASE

Se toma como punto de partida el escenario de demanda pico del verano 20/21 y se desconectan todas los PEs en servicio. Las CHs se vinculan al sistema de transmisión inyectando potencia de acuerdo con el mínimo técnico permitido y se despacha la generación térmica necesaria tal que haga que el subsistema cumpla con las condiciones mínimas exigidas según el código de red impuesto por CAMMESA.

El despacho de generación térmica que hace cumplir la premisa planteada es el que se presenta en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Tabla 5. 7 Escenario Pico Base (Fuente: Elaboración propia).

Central		P. Nom [MW]	P. desp [MW]	Factor de Utilización [%]
Hidráulicas	Futalefú	532,0	176,0	33,1
	Ameghino	46,8	13,0	27,8
Térmicas	ALUAR	816,8	514,0	62,9
	LOS PERALES	74,0	30,0	40,5
	P. TRUNCADO	45,0	0,0	0,0
	MESETA ESP.	10,8	0,0	0,0
	HUEMUL	25,0	0,0	0,0
	C. RIVADAVIA	122,6	0,0	0,0
	R.TURBIO	260,0	0,0	0,0
	R. GALLEGO	55,0	0,0	0,0
	CT PATAGONIA	145,6	123,0	84,5
	CT. M. BEHR	25,4	14,0	55,2

Dado a que la empresa Aluar se comporta como un subsistema independiente del sistema patagónico y su aporte de generación depende de los procesos de fabricación, el despacho de dicha generación involucrada en esta región no se tiene en cuenta para corregir posibles problemas en el sistema de transmisión y la potencia final de su conjunto de centrales térmicas se establece en los valores que fija CAMMESA en sus escenarios base.

Con respecto al cubrimiento de la demanda, y para el despacho de generación detallado anteriormente se resume en el gráfico de la Figura 5. 8 el aporte de las diferentes fuentes de energía que abastecen toda la demanda de la región para la condición de máximo consumo. Se puede observar que, del total de dicha demanda, el 36% (490 MW) es importado desde el nodo de 500 kV de la ET Choele Choele, mientras que, del 64% restante el 50% (490 MW) será abastecido mediante las centrales térmicas y un 14% (189 MW) es aportado por las CHs Futalefú y Ameghino.

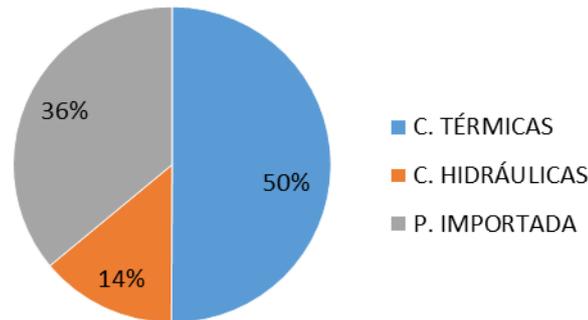


Figura 5. 8 Aportes al cubrimiento total de la demanda del subsistema patagónico en Escenario 01 (Fuente: Elaboración propia).

5.6.2 02- PICO_BASE_HIDRO_EOL_EX_MAXIMO

Una vez definido el escenario 01, en donde se cumple la operación normal del sistema con las condiciones mínimas exigidas por CAMMESA, se procede a definir un nuevo escenario en donde se despacha la generación hidráulica al máximo, suponiendo un hipotético caso en donde los embalses de las represas tengan agua suficiente para poner en funcionamiento la totalidad de sus turbinas a potencia nominal y, además, se despachan los PEs actualmente en servicio al máximo de potencia, considerando el factor de simultaneidad FS_1 (potencias despachadas según **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y Tabla 5. 9).

Tabla 5. 8 Escenario Pico Hidráulicas y Eólicas al Máximo (Fuente: Elaboración propia).

Central		P. Nom [MW]	P. desp [MW]	Factor de Utilización [%]
Hidráulicas	Futalefú	532,0	532,0	100,0
	Ameghino	46,8	46,8	100,0
Térmicas	Aluar	816,7	514,0	62,9
	Los Perales	74,0	30,0	40,5
	P. Truncado	45,0	0,0	0,0
	Meseta Esp.	10,8	0,0	0,0
	Huemul	25,0	0,0	0,0
	C. Rivadavia	122,6	0,0	0,0
	R.Turbio	260,0	0,0	0,0
	R. Gallego	55,0	0,0	0,0
	CT Patagonia	145,6	123,0	84,5
	CT. M. BEHR	25,4	14,0	55,2

Tabla 5. 9 Despacho de PE en servicio a potencia máxima y FS_1 (Fuente: Elaboración propia)

Nombre	P_{FS1} [MW]
Aluar I	46,2
Aluar II	53,8
Aluar III	46,2
Bicentenario	90,4
Bicentenario II	22,6
Chubut Norte	25,8

Diadema	6,3
Garayalde	21,6
Loma Blanca II	45,9
Loma Blanca IV	45,8
Manantiales Behr	88,7
Puerto Madryn I	70,9
Puerto Madryn II	135,6
Rawson I	47,5
Rawson II	28,7
Rawson III	22,4

Tal como se resume en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** el despacho de generación térmica es el mismo que el escenario PICO_BASE.

Con respecto al cubrimiento de la demanda, la suma total de generación es de 2.060 MW, lo que hace que el subsistema pase de importar 490 MW en el escenario 01 a exportar 666 MW de potencia a través del nodo de 500 kV de la ET Puerto Madryn.

Por otra parte, analizando el gráfico de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se observa que el mayor aporte de generación se corresponde con el conjunto de los PEs en Servicio, totalizando alrededor de 798 MW de potencia.

Una cuestión importante que se puede concluir de este escenario es que independientemente de los estados de generación de las CHs y PEs, el sistema se comporta dentro de los límites exigidos por CAMMESA, independientemente de si el despacho de potencia de estas tecnologías es mínimo o máximo, siempre y cuando se respete los despachos de generación térmica del escenario 01.

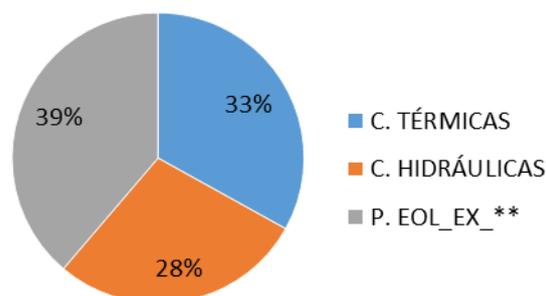


Figura 5. 9 Aportes de generación al cubrimiento total de la demanda del subsistema patagónico en escenario 01 (Fuente: elaboración propia).

5.6.3 03- PICO_BASE_HIDRO_EOL_EX_MEDIO

En el presente escenario, el despacho de potencia de las centrales térmicas e hidráulicas no se modifica, mientras que los PEs en servicio se consideran suministrando su potencia media

correspondiente al Fc (ver Tabla 5. 10). El criterio de configuración de éste escenario se basa en obtener la respuesta del mismo bajo las condiciones más probables de despacho de potencia de los PEs para conocer cómo se comportará la red la mayor parte del tiempo.

Tabla 5. 10 Potencia despachada según FC y simultaneidad SF1 (Fuente: Elaboración propia).

Nombre	P_{FS1} [MW]
Aluar I	24,0
Aluar II	28,0
Aluar III	24,0
Bicentenario	63,1
Bicentenario II	15,4
Chubut Norte	16,2
Diadema	3,2
Garayalde	14,2
Loma Blanca II	29,0
Loma Blanca IV	18,8
Manantiales Behr	60,4
Puerto Madryn I	36,7
Puerto Madryn II	73,2
Rawson I	19,5
Rawson II	12,8
Rawson III	12,8

La Figura 5. 10 permite conocer el aporte de cada una de las diferentes fuentes de energía implicadas en éste escenario, donde se puede observar un predominio de las centrales térmicas, seguido de las hidráulicas.

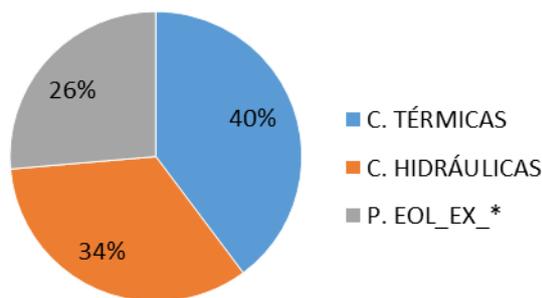


Figura 5. 10 Aportes al cubrimiento total de la demanda del subsistema patagónico en escenario 03 (Fuente: Elaboración propia).

5.6.4 04- ESC_VALLE_HI_EO_MAX

Los escenarios anteriores consideraban el pico de demanda de la región del verano 20/21 bajo distintas configuraciones de despacho de generación proveniente de las tecnologías implicadas en la zona. El objetivo de esos escenarios es estudiar las condiciones más exigentes

del sistema que se pudiesen presentar relacionadas a perfiles de tensión en las barras y sobrecargas de los alimentadores de las demandas de la zona.

En el presente escenario se considera la mínima demanda que se corresponde con el verano 20/21 y se despachan los PEs actualmente en servicio al máximo de potencia, considerando el FS_1 (potencias despachadas según Tabla 5. 4); se mantienen las CHs a su potencia nominal y se modifica el despacho de las centrales térmicas para lograr las condiciones admisibles de operación del subsistema en estudio.

Cotejando con los escenarios anteriores, es necesario que el despacho de las CTs se reduzca en 89 MW para evitar sobrecargas en las LATs.

La configuración del despacho de potencias es el que se muestra en la Tabla 5. 11, mientras que en la Figura 5. 11, se muestra que el mayor aporte al cubrimiento de la demanda corresponde con los PEs en un 41%, mientras que el 59% restante se reparte equitativamente entre las CTs y las CHs.

Tabla 5. 11 Escenario Valle, Hidráulicas y Eólicas al Máximo (Fuente: Elaboración propia).

Central	P. Nom [MW]	P. desp [MW]	Factor de Utilización [%]	
Hidráulicas	Futalefú	532,0	532,0	100,0
	Ameghino	46,8	46,8	100,0
Térmicas	Aluar	816,7	514,0	62,9
	Los Perales	74,0	30,0	40,5
	P. Truncado	45,0	0,0	0,0
	Meseta Esp.	10,8	0,0	0,0
	Huemul	25,0	0,0	0,0
	C. Rivadavia	122,6	0,0	0,0
	R. Turbio	260,0	0,0	0,0
	R. Gallego	55,0	0,0	0,0
	CT Patagonia	145,6	33,0	22,7
	CT. M. Behr	25,4	14,0	55,2

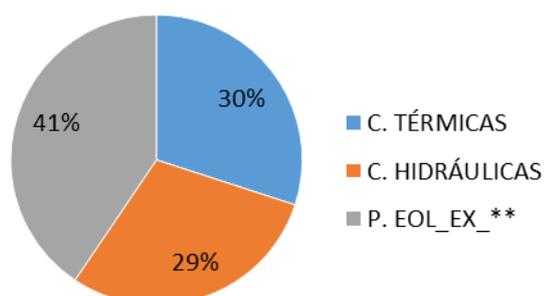


Figura 5. 11 Aportes al cubrimiento total de la demanda del subsistema patagónico en escenario 04 (Fuente: elaboración propia).

5.6.5 05- ESC_VALLE_HID_EO_MED

Para ver el comportamiento del escenario anterior en los estados más probables de operación de los PEs en servicio, se redujo su potencia correspondiente al FS_1 y se despacharon a potencia media, la cual se determina con el Fc de cada PE (ver Tabla 5. 4). Luego, se ajustó el despacho de las CTs de la zona para salvar los problemas que presentaba la red ocasionada por esa reducción de potencia entregada por parte de los PEs.

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra el nuevo despacho de potencia de las CTs, donde se observa que el factor de utilización de la CT Patagonia pasa de 22,7% en el escenario 04 a 45,3% en el escenario 05. Por otra parte, el aporte al cubrimiento de la demanda por parte de los PEs disminuye de 41% a 27% del total de generación de las tres tecnologías de generación implicadas, mientras que las CTs aumentan de 30% a 38%, según muestra en la Figura 5. 12.

Tabla 5. 12 Escenario Valle, Hidráulicas al máximo y Eólicas a Potencia Media

	Central	P. Nom [MW]	P. desp [MW]	Factor de Utilización [%]
Hidráulicas	Futalefú	532,0	532,0	100,0
	Ameghino	46,8	46,8	100,0
Térmicas	Aluar	816,7	514,0	62,9
	Los Perales	74,0	30,0	40,5
	P. Truncado	45,0	0,0	0,0
	Meseta Esp.	10,8	0,0	0,0
	Huemul	25,0	0,0	0,0
	C. Rivadavia	122,6	0,0	0,0
	R. Turbio	260,0	0,0	0,0
	R. Gallego	55,0	0,0	0,0
	CT Patagonia	145,6	66,0	45,3
	CT. M. Behr	25,4	14,0	55,2

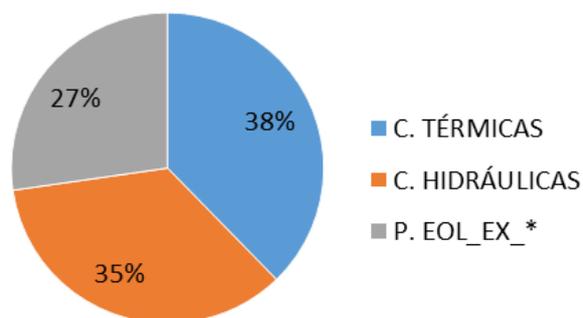


Figura 5. 12 Aportes al cubrimiento total de la demanda del subsistema patagónico.

5.6.6 Resumen de despachos de potencia

A modo comparativo, se resume en la Tabla 5. 13 y Figura 5. 13 el despacho del conjunto de CTs y CHs y la sumatoria de las potencias de los PEs calculada según la curva monótona. Los escenarios de mayor aporte energético son el 02, seguido del 04, mientras que los que menos aporte energético presentan son: el escenario 01, seguido del 05 y 03. Además, se puede notar que en los escenarios de valle de demanda fue necesario reducir parte de la generación térmica en comparación con los escenarios de pico de demanda, con el fin de no sobrepasar los límites de cargabilidad en líneas de transmisión y mantener los perfiles de tensión dentro de los rangos operativos.

Tabla 5. 13 Resumen de despacho de potencias según el tipo de generación (Fuente: Elaboración propia).

ESCENARIOS	TÉRMICA	HIDRÁULICA	P.EÓLICA_EX	Total [MW]
01- ESC_PICO_BASE	681,0	189,0	0,0	870,0
02- ESC_PICO_HI_EO_MAX	681,0	578,8	798,8	2.058,6
03- ESC_PICO_HI_EO_MED	681,0	578,8	451,3	1.711,1
04- ESC_VALLE_HI_EO_MAX	592,0	578,8	798,3	1.969,1
05- ESC_VALLE_EI_EO_MED	624,0	578,8	451,3	1.654,1

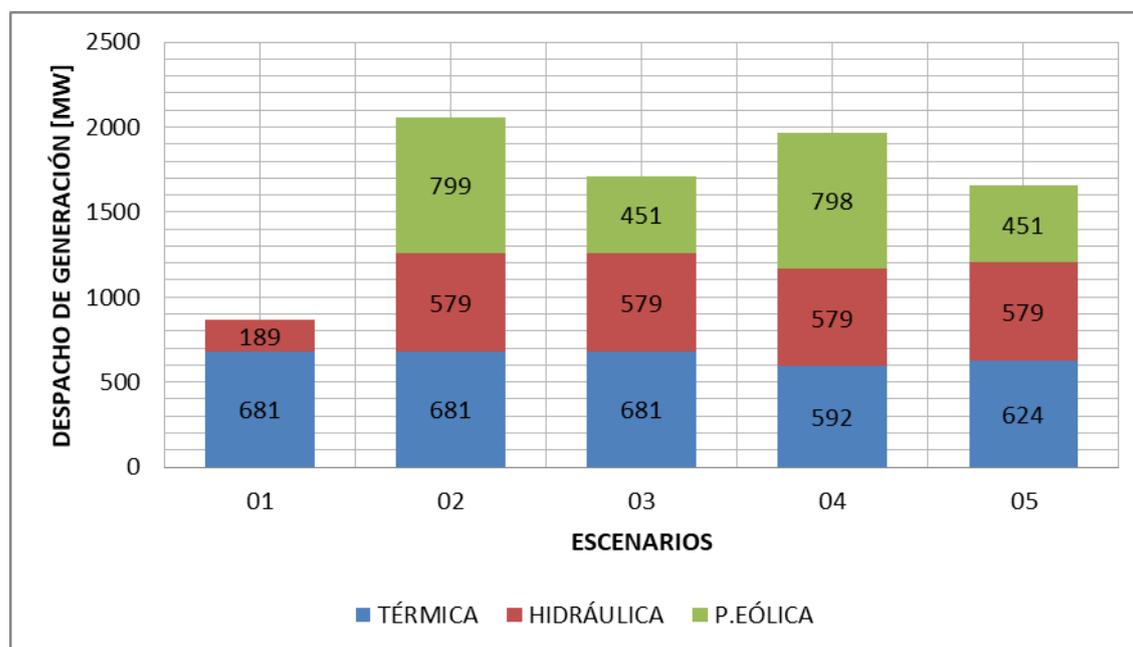


Figura 5. 13 Despacho de potencias según el tipo de generación (Fuente: Elaboración propia).

Teniendo en consideración si el flujo de potencia “sale” o “entra” del sistema a través del nodo de 500 kV que representa la ET Puerto Madryn, en la Tabla 5. 14, se define el tipo de región de la siguiente forma:

- Si el flujo de potencia entra al subsistema: región importadora de energía;
- Si el flujo de potencia sale del subsistema: región exportadora de energía.

Comparando los escenarios, se observa que el único escenario que importa energía es el 01, mientras que todos los demás son exportadores. El que mayor potencia exporta es el 04, debido a que es el escenario de menor demanda y el segundo escenario de mayor aporte energético por parte de la generación instalada en el subsistema.

Tabla 5. 14 Resumen de potencia máxima generada y caracterización del subsistema

ESCENARIOS	REGIÓN	Generación [MW]	P. EXP - IMP [MW]	P. EXP/IMP [%]
01- ESC_PICO_BASE	IMPORTADORA	870,0	-490,0	-56,4
02- ESC_PICO_HI_EO_MAX	EXPORTADORA	2.059,0	666,0	32,4
03- ESC_PICO_HI_EO_MED	EXPORTADORA	1.711,0	336,0	19,7
04- ESC_VALLE_HI_EO_MAX	EXPORTADORA	1.969,0	907,0	46,1
05- ESC_VALLE_HI_EO_MED	EXPORTADORA	1.654,0	614,0	37,1

A partir de los escenarios anteriormente planteados, en primera instancia se presenta el estado de la red considerando los parámetros más relevantes y se toman como base para comparar el comportamiento de la red ante el ingreso de los PEs en proyecto.

Para cada escenario base, se realiza el ingreso de cada PE en proyecto de manera individual y se estudia el comportamiento del subsistema. Finalmente, se realiza un ingreso del conjunto que engloba tanto a los PEs en proyecto como los PEs en servicio. Este ingreso de los PEs de manera conjunta se realiza para dos despachos de potencia distintos: uno con todos los PEs suministrando su potencia media determinada según su F_c , y otro con todos los PEs entregando el máximo de potencia simultaneo, con el FS_2 .

El estudio se lleva a cabo para condiciones normales de funcionamiento de la red (Condición N) y para condiciones de contingencia simple (Condición N-1).

5.7 Estudio en estado estacionario

El objeto de analizar la red en estado estacionario es verificar el correcto funcionamiento técnico de los proyectos y su entorno, a través del análisis del comportamiento en condiciones normales y ante falla. Para esto, se realizan estudios de flujo de cargas para verificar que no existan sobrecargas en las LATs dentro del área de influencia de los proyectos y que las tensiones en los nodos de la red se encuentren dentro de los límites establecidos en Los Procedimientos de CAMMESA.

Se analizan los niveles de tensión y la transferencia de potencia en todas las condiciones que revisten interés tanto en condiciones normales (Condición N) como en condiciones de contingencia simple, en concordancia con lo establecido en el PT N°1 de Los Procedimientos.

5.7.1 Red en condición N

Las restricciones adoptadas para el análisis en Condición N, de acuerdo con lo especificado en Los Procedimientos de CAMMESA, se pueden detallar como:

Niveles de tensión:

- $\pm 7 \%$ para nodos menores a 132 kV hasta 66 kV.
- $\pm 5 \%$ para nodos de 132 hasta 345 kV.
- $\pm 3 \%$ para nodos de 500 kV.

Transferencia de potencia:

En ningún caso deberá excederse la capacidad térmica de cualquier elemento.

La superación de la capacidad en conductores o transformadores de potencia derivará en restricciones severas.

La superación de la capacidad nominal de transformadores de corriente derivará en la indicación explícita para su cambio y no así en una restricción.

En el flujograma de la Figura 5. 14 se muestra la secuencia de actividades llevadas a cabo para desarrollar el análisis del subsistema en estudio.

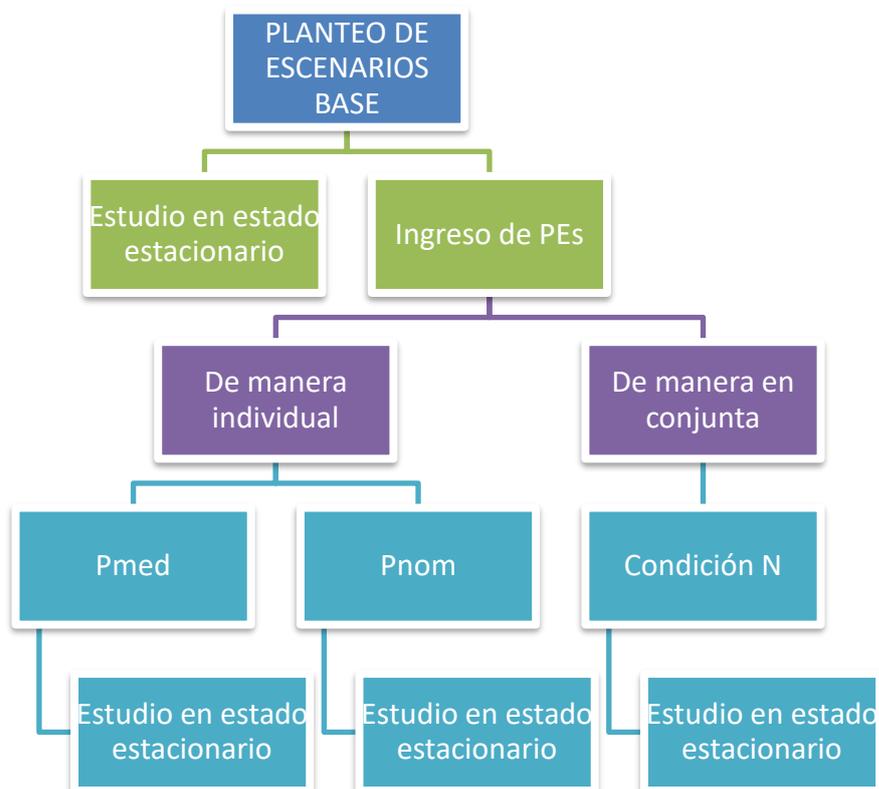


Figura 5. 14 Flujograma de actividades para estudios de estado estacionario en condición N (Fuente: Elaboración propia)

5.7.1.1 Resultados de escenarios base

En la Tabla 5. 15 se presenta un resumen del comportamiento de la red en los escenarios base. Se estudian los perfiles de tensión en barras de 500 kV, 330 kV, 220 kV y 132 kV y los estados de carga de los transformadores de potencia (TP) y LATs. Se notifican los casos en donde la red no cumplen las condiciones mínimas admisibles exigidas por CAMMESA.

Tabla 5. 15 Resultados de escenarios base (Fuente: Elaboración propia).

Condición	ESCENARIO BASE				
	01	02	03	04	05
Tensiones dentro de los márgenes	SI	SI	SI	0,96 p.u P. MADRYN 500 KV 0,96 p.u CH.CHOELE 500 kV	SI
Sobrecarga en Transformadores	NO	Sobrecarga 18% T1 PUERTO MADRYN 500 /330/132 Kv	NO	Sobrecarga 44% T1 PUERTO MADRYN 500 /330/132 kV	Sobrecarga 13% T1 PUERTO MADRYN 500 /330/132 kV
Sobrecarga en LATs	NO	NO	NO	NO	NO

Los escenarios 01 y 03 son las únicas configuraciones de demanda/generación que hacen operable el sistema cumpliendo con los límites detallados. Los demás escenarios, presentan algún tipo de limitante, observándose con mayor predominancia la sobrecarga del transformador N°1 de la ET Puerto Madryn 500/330/132 kV alcanzando niveles de 44% por encima de su potencia nominal en el escenario 04. Esta sobrecarga se debe a que gran parte del flujo de potencia generado por los PEs se canaliza a través de ésta ET y, además, los TPs que componen la ET tienen diferentes tensiones de cortocircuito, por lo que reparten el flujo de potencia de manera desigual, sobrecargándose sólo uno de los transformadores. Los niveles de cargabilidad de los TPs del subsistema se representan en la Figura 5. 15.

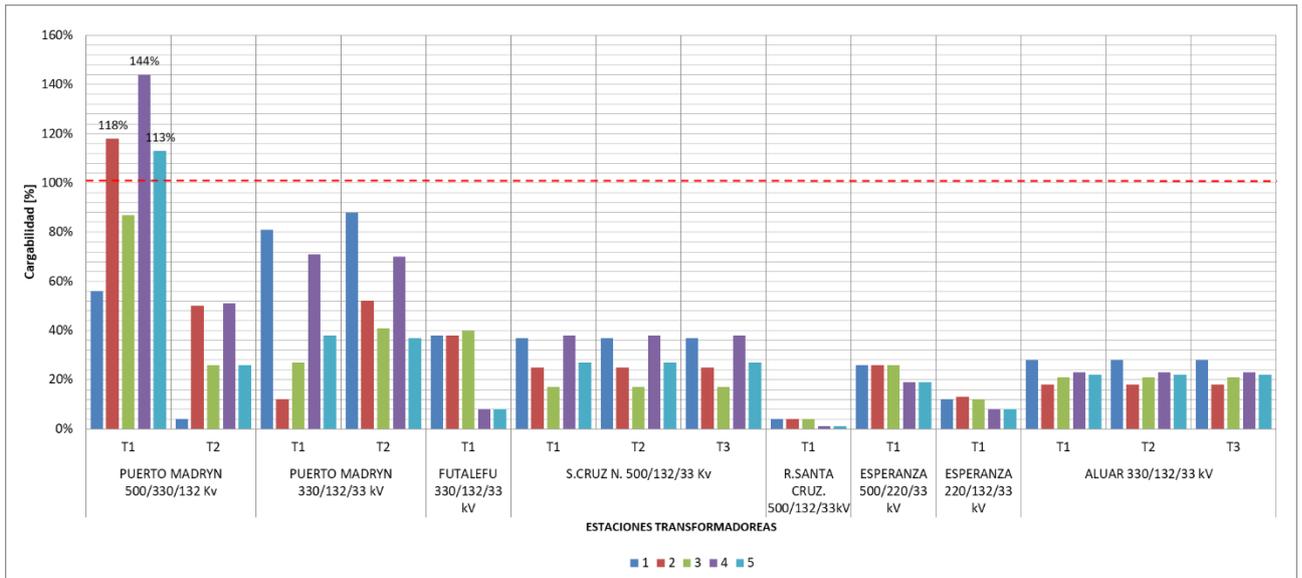


Figura 5. 15 Cargabilidad de transformadores en escenarios base (Fuente: elaboración propia)

Por otra parte, además del alto nivel de sobrecarga, el escenario 04 no es capaz de mantener los niveles de tensión de las barras de 500 kV de Puerto Madryn y Choele Choele dentro de los márgenes mínimos admisibles, tal como se puede observar en la Figura 5. 16.

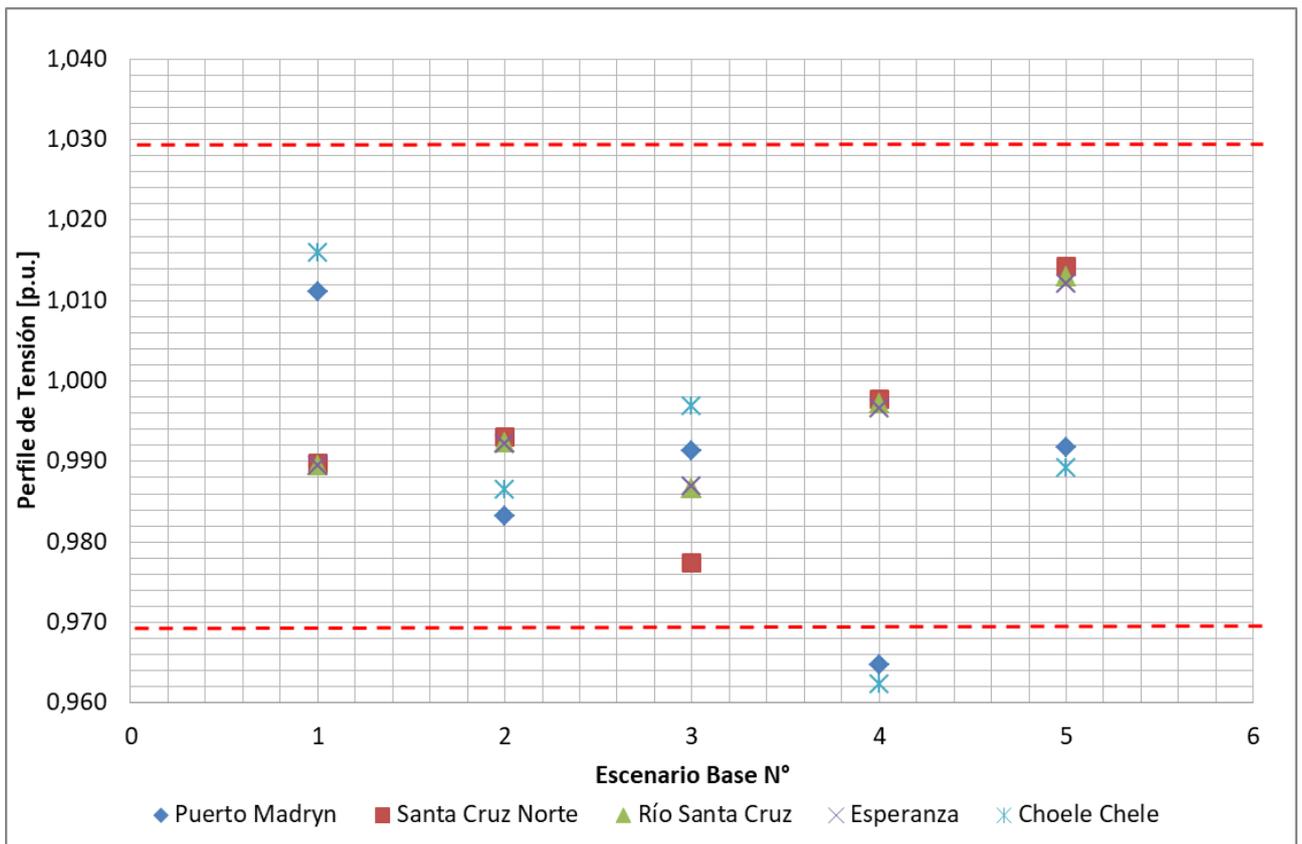


Figura 5. 16 Perfiles de tensión en barras de 500 kV de escenarios base (Fuente: elaboración propia)

De los resultados obtenidos hasta el momento se puede concluir que los escenarios base presentan restricciones operativas relacionadas a sobrecargas y perfiles de tensión por fuera del

rango admisible, incluso con cambios en el aporte de potencia por parte de las CTs de la región. Se puede inferir que, con los PEs actualmente en servicio, el sistema presentará problemas operativos para los escenarios más exigentes de demanda/generación.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para el ingreso de los PEs en proyecto, donde se puede visualizar si su puesta en servicio es beneficiosa o agravan la situación del sistema.

5.7.1.2 Ingreso de PEs En Proyecto de manera individual

Con los escenarios base planteados, se realizan las simulaciones correspondientes al ingreso de los PEs en proyecto a potencia media (calculada según su F_c) y a potencia nominal, y se analiza la respuesta del sistema en ambos casos.

A continuación, se resumen en la Figura 5. 17 a Figura 5. 29, los escenarios en donde el ingreso de los PEs en proyecto a potencia media impacta de manera negativa en los escenarios base planteados, ya sea desmejorando los perfiles de tensión por debajo de los mínimos admisibles o incrementando el nivel de sobrecarga en elementos del sistema.

En la Figura 5. 17 se representa el nivel de cargabilidad del transformador T1 de la ET Puerto Madryn 500/330/132 kV ante el ingreso individual de los PEs en proyecto para el escenario de estudio 02. Se puede ver que en todos los casos existen niveles de sobrecarga notables, alcanzando su máximo ante el ingreso del PE Chubut Norte II, con un total de 24%. Los demás parques en estudio provocan sobre el mismo transformador niveles de sobrecarga del orden del 20%.

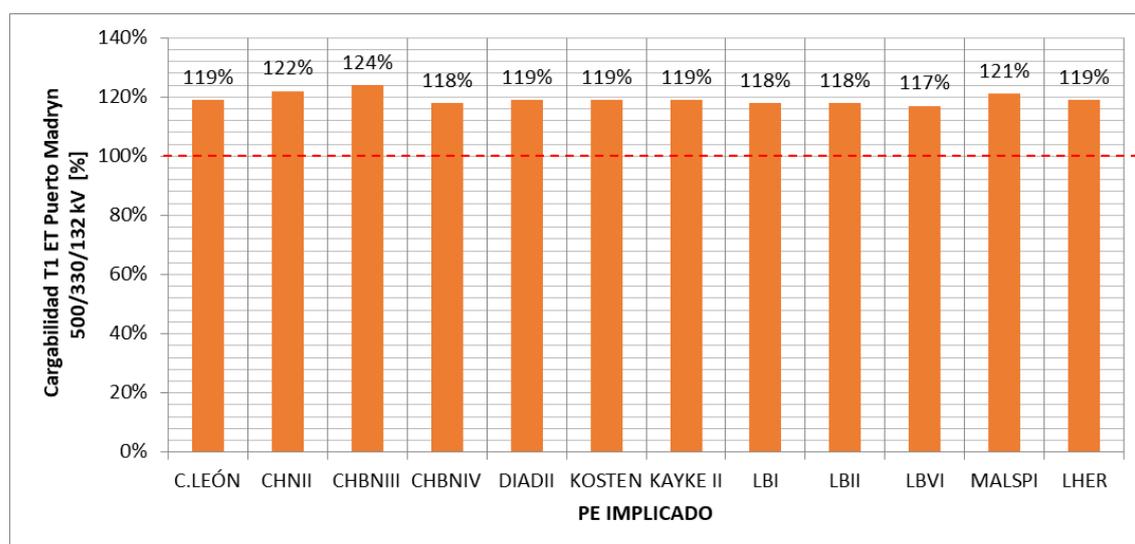


Figura 5. 17 Cargabilidad del transformador T1 de ET Puerto Madryn 500/330/132 kV ante el ingreso individual a potencia media de los PEs en proyecto en escenario 02
(Fuente: Elaboración propia)

Analizando el escenario 04, se destacan niveles de sobrecarga en el transformador T1 de la ET Puerto Madryn 500/330/132 kV, los cuales oscilan entre el 43% y 50%. El nivel de sobrecarga máximo se obtiene ante el ingreso del PE Chubut Norte II (ver Figura 5. 18).

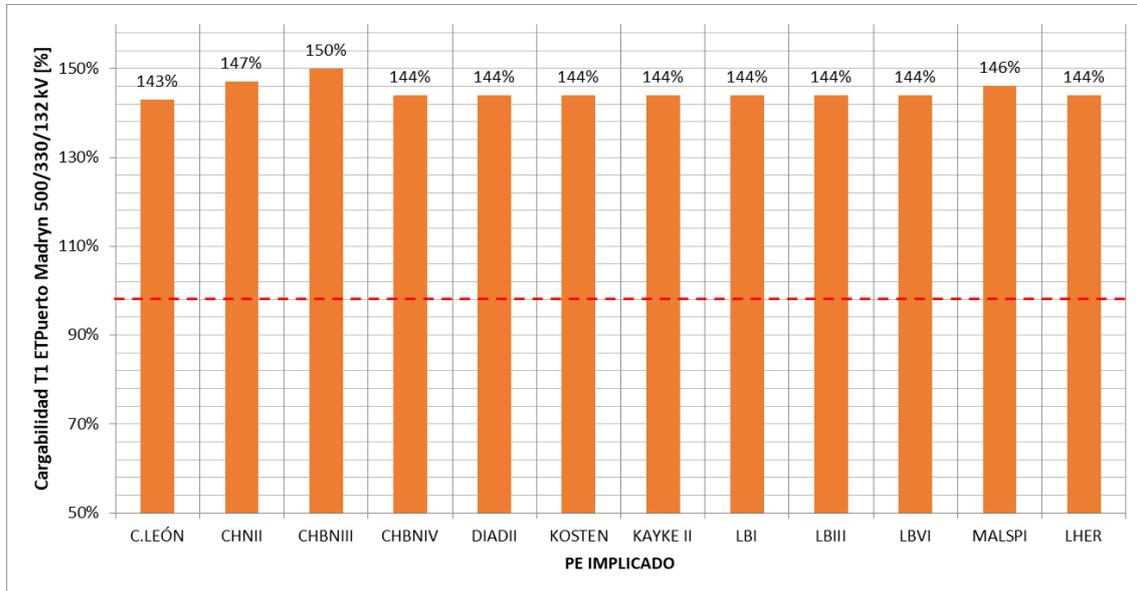


Figura 5. 18 Cargabilidad del transformador T1 de ET Puerto Madryn 500/330/132 kV ante el ingreso individual a potencia media de los PEs en proyecto en escenario 04 (Fuente: Elaboración propia)

Por otra parte, se identificaron niveles de sobrecarga en la LAT de 132 kV P. Truncado 1 – Comodoro Rivadavia A1 ante el ingreso de los PEs Diadema II, Kosten y Malaspina. Los valores de cargabilidad de la LAT se dejan ver en la Figura 5. 19 donde se destaca que el mayor nivel de sobrecarga es del 12% con la participación del PE Malaspina.

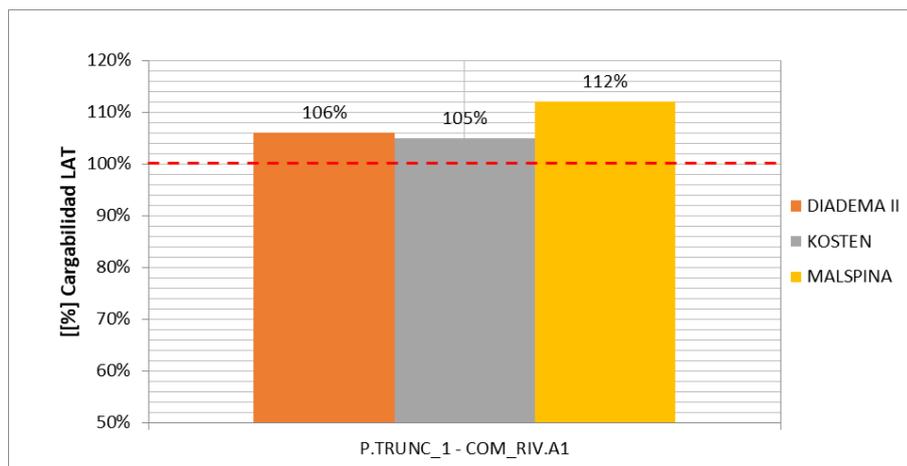


Figura 5. 19 Cargabilidad de LAT P.P.TRUNC_1-COM_RIV_A1 ante el ingreso individual de los PEs Diadema II, Kosten y Malaspina a potencia media en escenario 04 (Fuente: elaboración propia)

Además de las sobrecargas en la ET Puerto Madryn 500/330/132kV y en la LAT kV P. Truncado 1 – Comodoro Rivadavia A1, también se detectaron dos nodos de 500kV por debajo

de 0,97 p.u. pertenecientes las ETs de 500kV Choele Choele y Puerto Madryn ante el ingreso de todos los PEs en proyecto, tal como se puede ver en la Figura 5. 20.

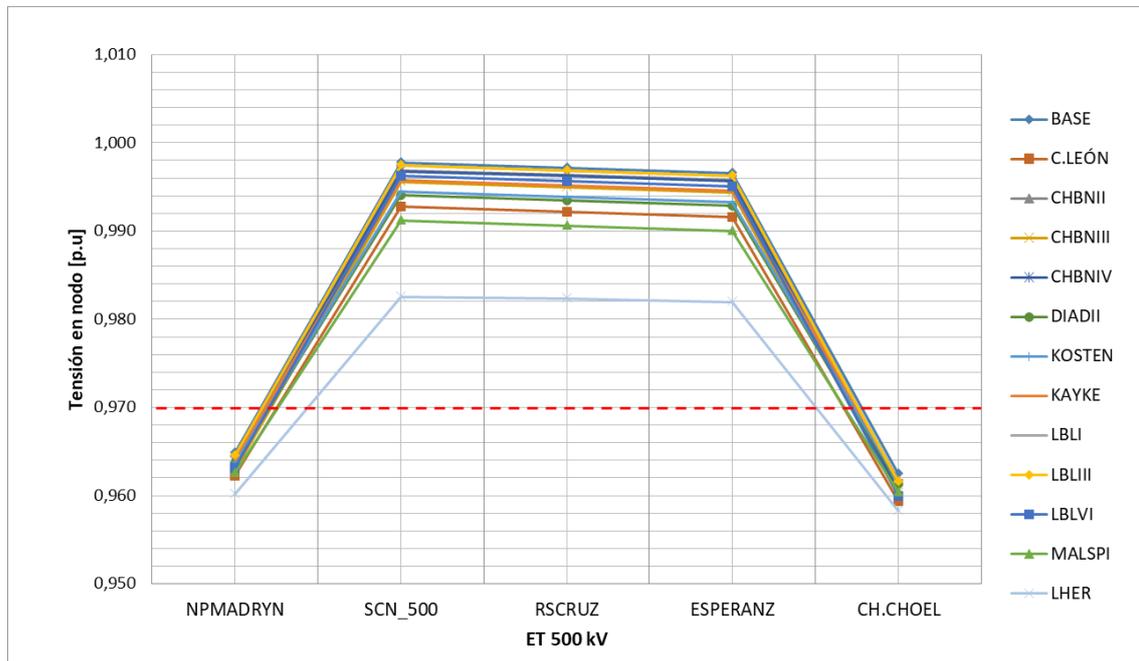


Figura 5. 20 Perfiles de tensión en nodos de 500 kV ante el ingreso individual a potencia media de los PEs en proyecto en escenario 04 (Fuente: elaboración propia).

En lo que respecta al escenario 05 se representan en la Figura 5. 21 los niveles de cargabilidad del transformador T1 de la ET Puerto Madryn 500/330/132kV ante el ingreso individual de los PEs en proyecto. Se puede ver que en todos los casos existen niveles de sobrecarga, alcanzando su valor máximo con el ingreso del PE Chubut Norte II, con un total de 19%. Los demás parques en estudio provocan sobre el mismo transformador niveles de sobrecarga del orden del 13%.

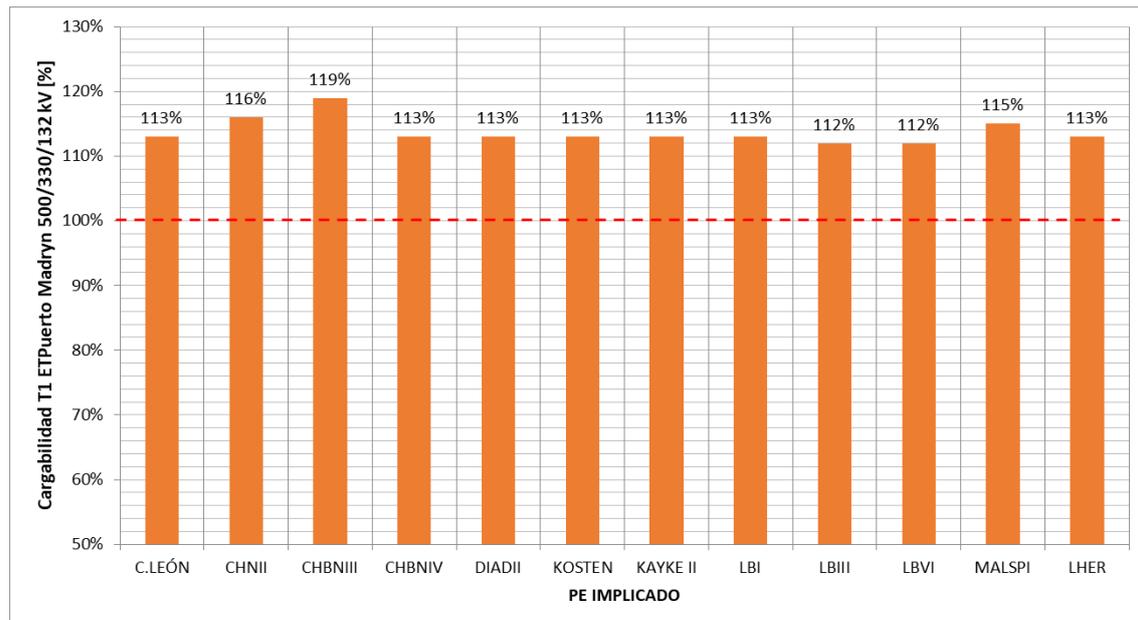


Figura 5. 21 Cargabilidad del transformador T1 de ET Puerto Madryn 500/330/132 kV ante el ingreso individual a potencia media de los PEs en proyecto en escenario 05 (Fuente: Elaboración propia)

Los resultados dejan entrever que, en primera instancia el ingreso de los PEs en proyecto a potencia media, de manera individual en los escenarios 01 y 03 no alteran el funcionamiento del sistema, y las condiciones de operabilidad se mantienen similares a los escenarios base. Lo contrario sucede con los escenarios restantes, donde ciertos PEs impactan de manera negativa. Se puede ver que los PEs Chubut Norte II, Chubut Norte III y Malaspina aumentan el nivel de sobrecarga en el T1 de 500/330/132 kV de la ET Puerto Madryn en todos los casos. Esto se debe a que dichos PEs canalizan casi el total de su potencia a través de la ET Puerto Madryn.

Los PEs Diadema y Kosten aumentan el nivel de sobrecarga del T1 de 500/330/132 kV de la ET Puerto Madryn en el escenario 04, debido a que la escasa demanda del sistema hace que su potencia se canalice por dicha ET. Además, se produce una sobrecarga en la LAT de 132 kV Pico Truncado 1 - Comodoro Rivadavia A1.

En la Figura 5. 22 a Figura 5. 28, se presentan los resultados de aquellos escenarios donde se presentan condiciones inadmisibles de operación ante el ingreso de los PEs en proyecto despachados a potencia nominal.

La Figura 5. 22 representa el nivel de cargabilidad del transformador T1 de la ET Puerto Madryn 500/330/132 kV ante el ingreso individual de los PEs en proyecto a potencia nominal para el escenario de estudio 02. Se puede ver que en todos los casos existen niveles de sobrecarga notables, alcanzando su máximo ante el ingreso del PE Chubut Norte II, con un total de 29%, lo que significa un 5% más en relación al nivel de sobrecarga alcanzado ante el despacho a potencia media. Los demás parques en estudio provocan sobre el mismo transformador niveles de sobrecarga del orden del 20%.

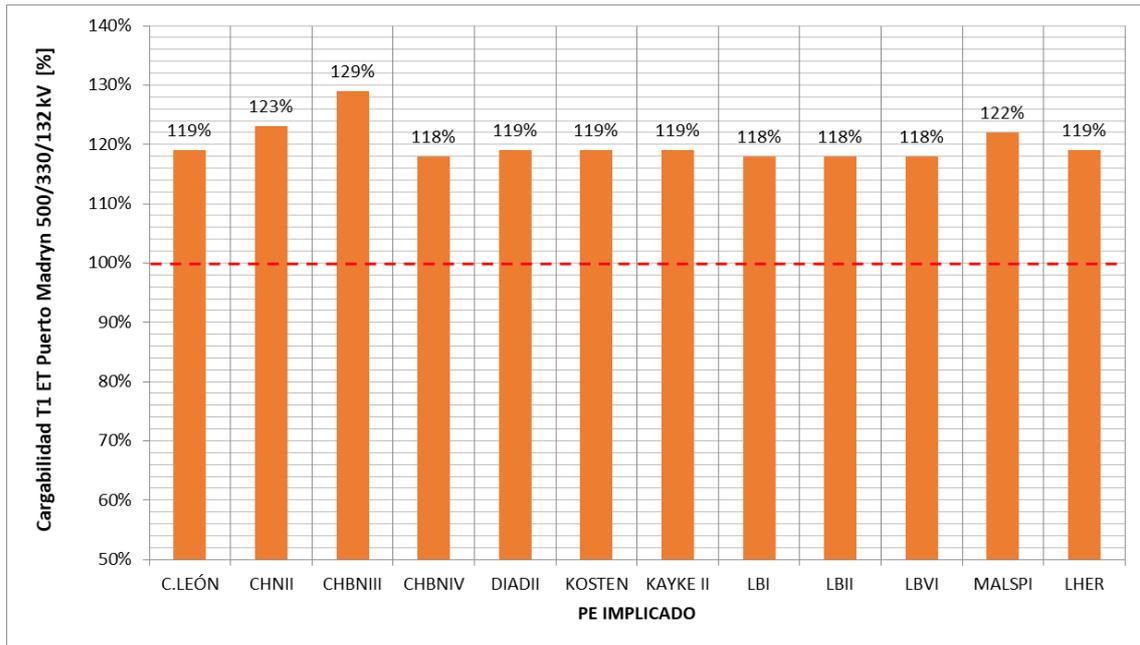


Figura 5. 22 Cargabilidad del transformador T1 de ET Puerto Madryn 500/330/132 kV ante el ingreso individual a potencia nominal de los PEs en proyecto en escenario 02 (Fuente: Elaboración propia)

En lo que respecta a sobrecargas en LAT, se ha identificado que existen sobrecargas en las LAT de 132 kV Comodoro Rivadavia A1 – Pico Truncado 1 y Comodoro Rivadavia A1 – C.Patagonia ante el ingreso del PE Malaspina. La Figura 5. 23 representa los niveles de cargabilidad de las LATs en mención y su comparativa con el caso base. Se puede ver que el ingreso del PE Malaspina a potencia nominal, incrementa los niveles de carga de las LAT aproximadamente 15% en relación al caso base.

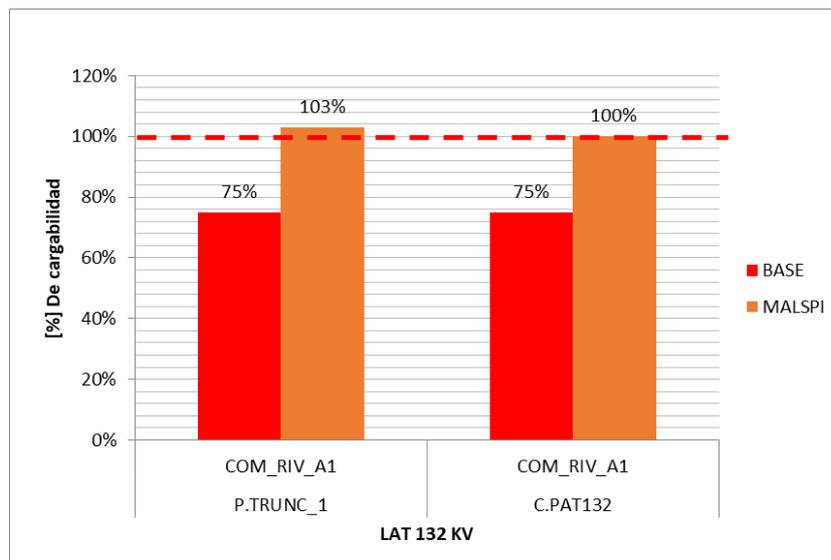


Figura 5. 23 Cargabilidad de LAT 132 kV COM_RIV_A1-P.TRUNC_1 y COM_RIV_A1-C.PAT132 ante el ingreso individual del PE Malaspina a potencia nominal en escenario 02 (Fuente: elaboración propia)

La Figura 5. 24 representa los niveles de cargabilidad del transformador T1 de la ET Puerto Madryn 500/330/132 kV ante el ingreso individual de los PEs en proyecto a potencia

nominal para el escenario de estudio 04. Se destacan sobrecargas por encima del 43% para todos los casos, siendo el PE Chubut Norte II el que provoca la mayor sobrecarga, alcanzando un 56%.

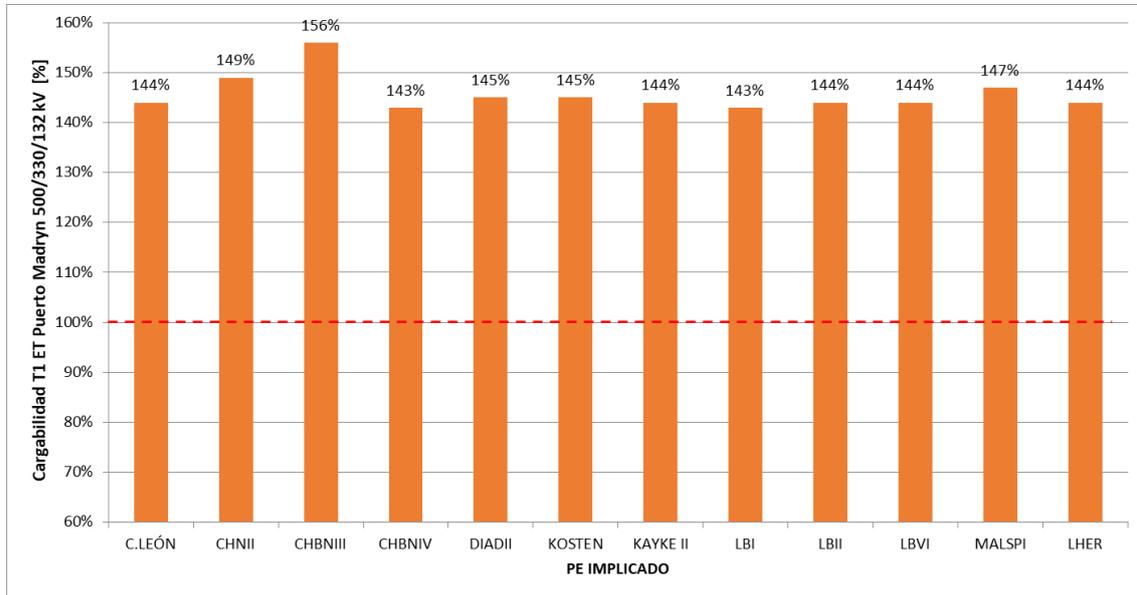


Figura 5. 24 Cargabilidad del transformador T1 de ET Puerto Madryn 500/330/132 kV ante el ingreso individual a potencia nominal de los PEs en proyecto en escenario 04 (Fuente: elaboración propia)

También identificaron niveles de sobrecarga en la LAT de 132 kV P. Truncado 1 – Comodoro Rivadavia A1 ante el ingreso de los PEs Diadema II, Kosten y Malaspina. Los valores de cargabilidad de la LAT se dejan ver en la Figura 5. 25 donde se destaca que el mayor nivel de sobrecarga es del 25% con la participación del PE Malaspina.

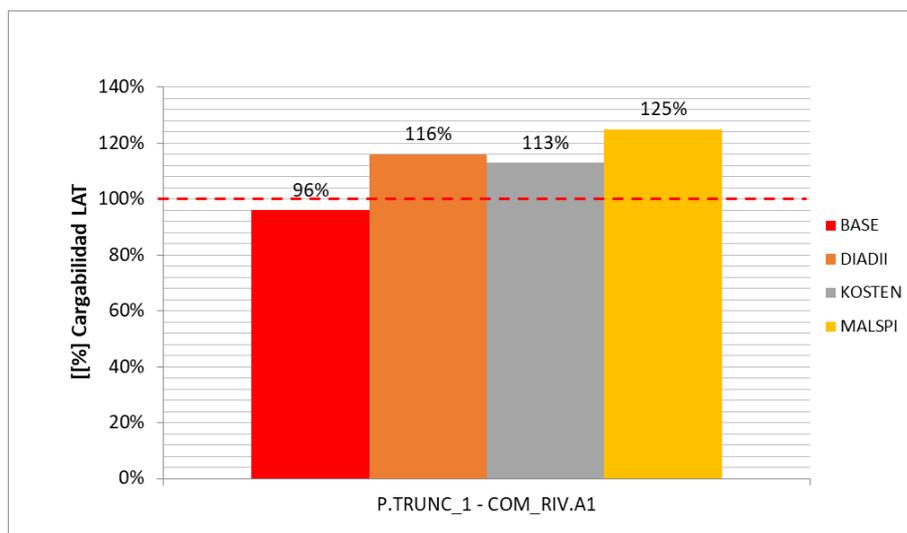


Figura 5. 25 Cargabilidad de LAT 132 kV COM_RIV_A1-P.TRUNC_1 ante el ingreso individual del PE Malaspina, Kosten y Diadema II a potencia nominal en escenario 04 (Fuente: elaboración propia)

En lo que respecta a perfiles de tensión en barras de 500 kV, se detectan nodos con niveles por debajo del 0,97 p.u. en las ET Puerto Madryn y Choele Choele ante el ingreso de cada uno de los PEs a potencia nominal (ver Figura 5. 26).

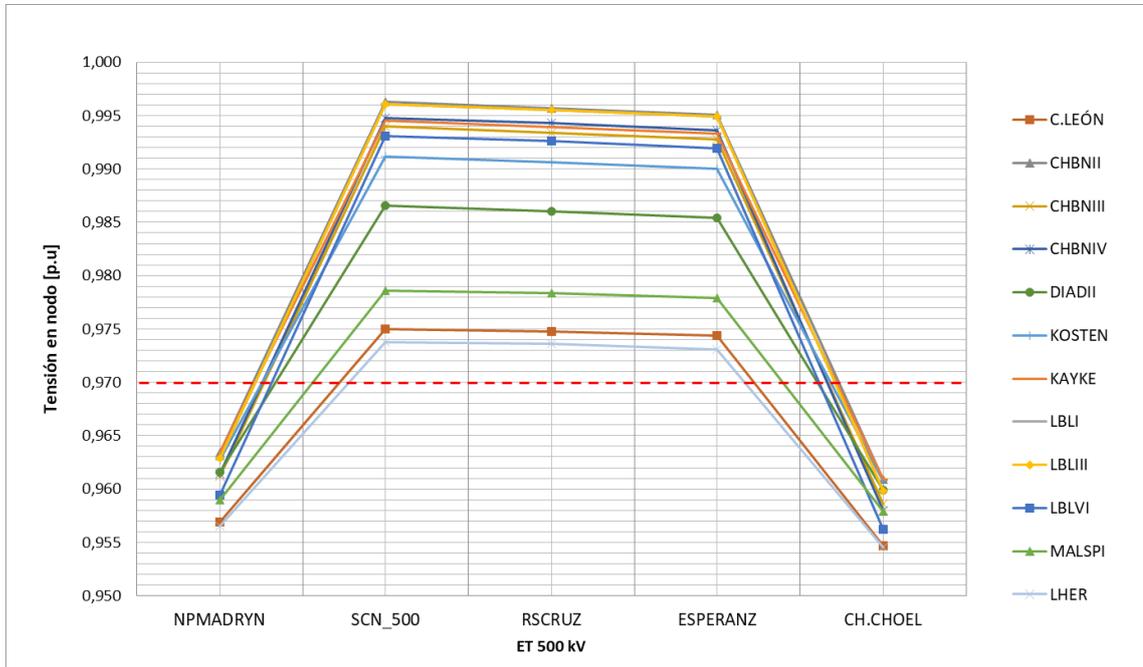


Figura 5. 26 Perfiles de tensión en nodos de 500 kV ante el ingreso individual a potencia nominal de los PEs en proyecto en escenario 04 (Fuente: elaboración propia).

Los niveles de cargabilidad del T1 de la ET Puerto Madryn 500/330/132 kV ante el ingreso individual de los PEs en proyecto a potencia nominal para el escenario de estudio 05 se representan en la Figura 5. 27, donde se destaca en PE Chubut Norte II como el más perjudicial para el sistema, alcanzando un nivel de sobrecarga de 24% en el transformador en mención.

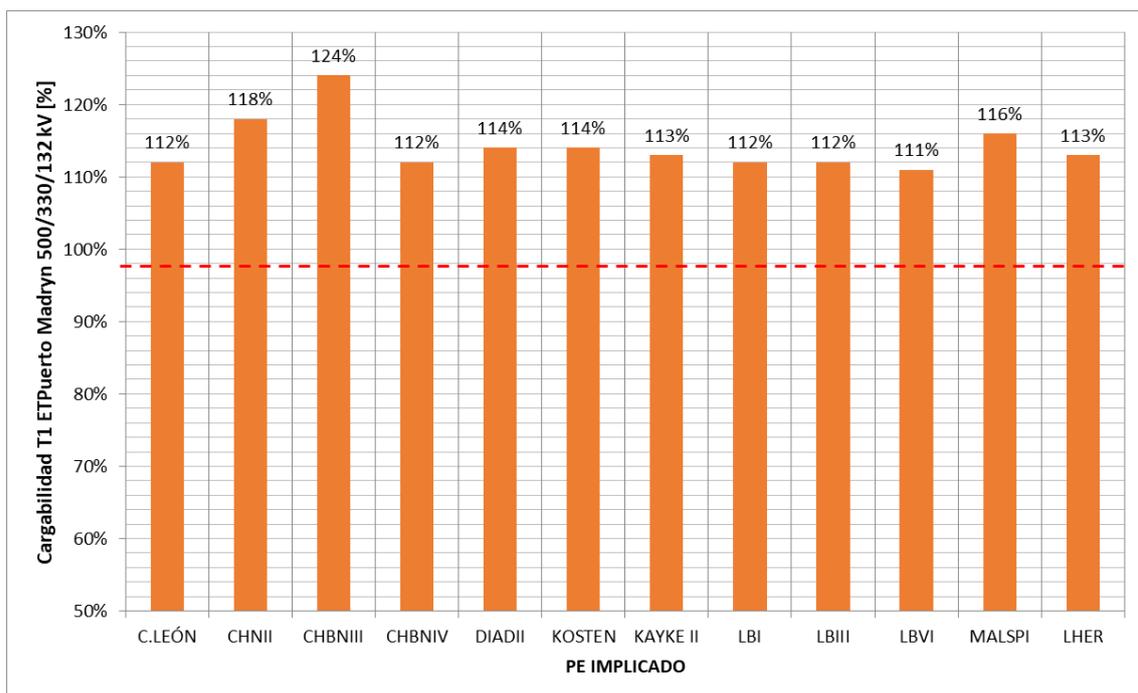


Figura 5. 27 Cargabilidad del transformador T1 de ET Puerto Madryn 500/330/132 kV ante el ingreso individual a potencia nominal de los PEs en proyecto en escenario 05 (Fuente: elaboración propia)

La Figura 5. 28 detalla los niveles de sobrecarga en la LAT de 132 kV Comodoro Rivadavia A1 – P. Truncado 1 ante el ingreso de los PEs Diadema II, Kosten y Malaspina a potencia nominal. Se puede ver para los tres casos se obtienen niveles de cargabilidad en la LAT por encima de los niveles operativos en condiciones normales de operación.

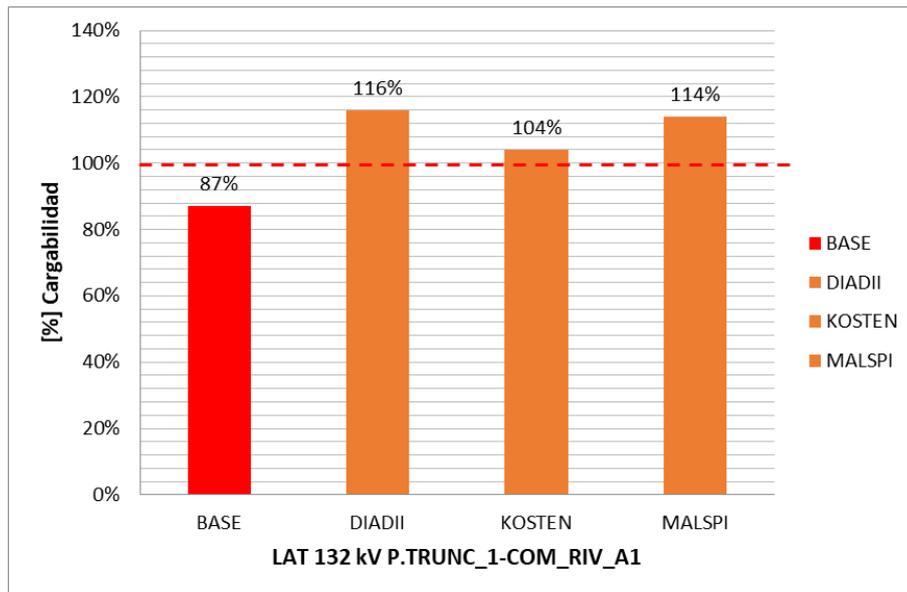


Figura 5. 28 Cargabilidad de LAT 132 kV COM_RIV_A1-P.TRUNC_1 ante el ingreso individual de los PEs Malaspina, Kosten y Diadema II a potencia nominal en escenario 05 (Fuente: elaboración propia)

Del análisis de los resultados se puede inferir que, el ingreso de los PEs en proyecto a potencia nominal incrementa los niveles de sobrecarga por encima de los detallados para los escenarios base, incluso mayores a los que se obtuvieron a potencia media.

Además, se observa que el ingreso del PE Chubut Norte III en el escenario 04 impacta negativamente en mayor medida que los demás PEs, alcanzando niveles de sobrecarga en los transformadores T1 y T2 de la ET Puerto Madryn 330/132/33 kV, en el orden del 5% para el T2 y 56% para el T1.

En lo que respecta a sobrecargas en LATs, el PE Malaspina provoca las mayores sobrecargas en la LAT Pico Truncado 1 - Comodoro Rivadavia A1. Lo siguen los PE Diadema y Kosten.

5.7.1.2.1 Respuesta ante fluctuaciones de potencia

De acuerdo con el “Anexo 40: GENERACIÓN EÓLICA” de CAMMESA se analizan las variaciones de tensión en barras provocadas ante variaciones rápidas de potencia debidas a eventuales fluctuaciones bruscas en la velocidad del viento. Para ello, se plantean flujos de potencia con los PE generando al 100% y se simula una pérdida del 40% de la potencia entregada sin modificar las condiciones de operación de la red, como ser conmutadores con o sin tensión de transformadores, capacitores o reactores, dado que el tiempo de la fluctuación de potencia es más pequeño que la respuesta de dichos elementos.

Las fluctuaciones de tensiones en los nodos dentro del área de influencia de los PEs, deberán verificar que las variaciones de tensión no superen el 1% para barras de hasta 500 kV, 2% para barras de hasta 132 kV y 3% para barras distribución de hasta 35 kV.

En las gráficas de las, Figura 5. 29, Figura 5. 30, Figura 5. 31, Figura 5. 32 y Figura 5. 33, se presentan las mayores variaciones de tensión en barras de 500 kV, 330 kV, 220 kV y 132 kV, que provocan las fluctuaciones de potencia de cada PE en Proyecto en los distintos escenarios base planteados.

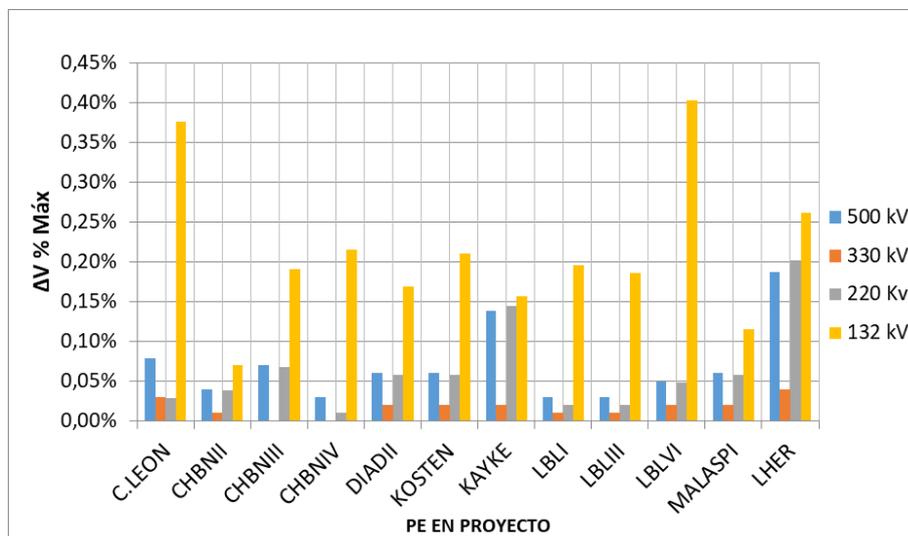


Figura 5. 29 Máxima variación de tensión en barras provocadas por PEs En Proyecto. Escenario 01 (Fuente: Elaboración propia).

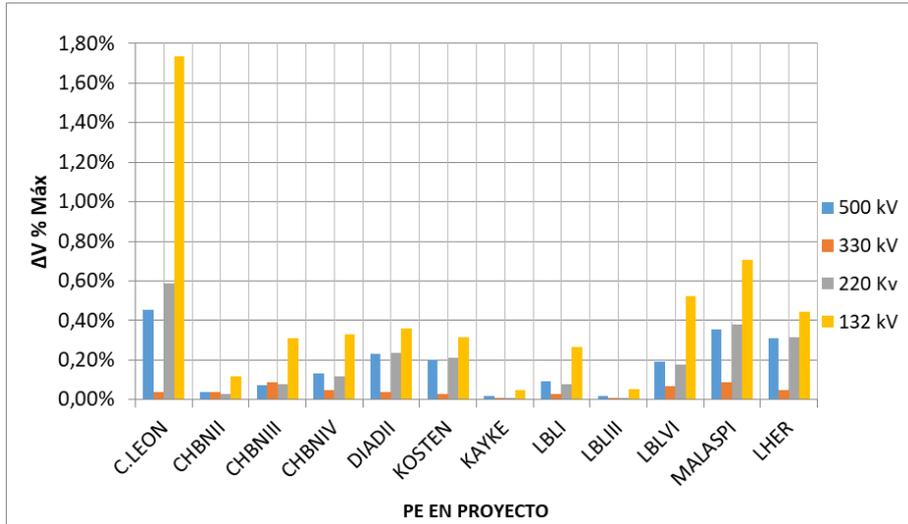


Figura 5. 30 Máxima variación de tensión en barras provocadas por PEs En Proyecto. Escenario 02 (Fuente: Elaboración propia).

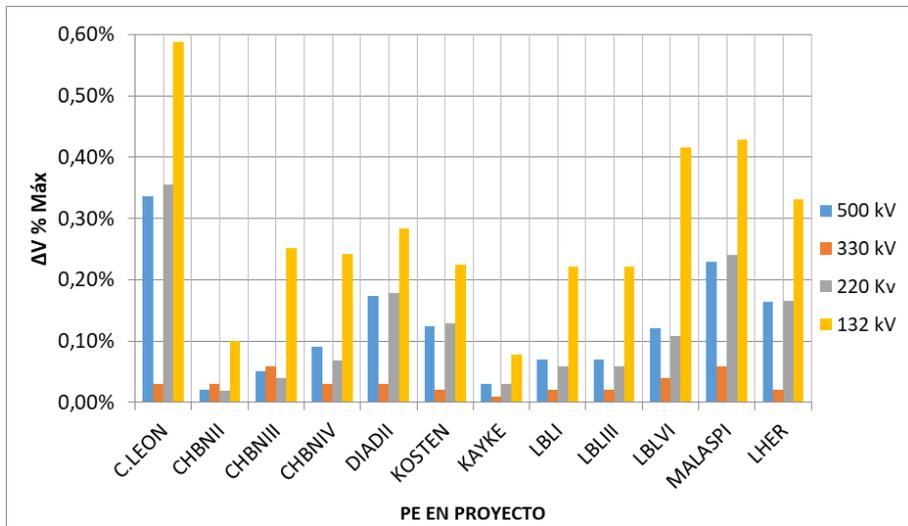


Figura 5. 31 Máxima variación de tensión en barras provocadas por PEs En Proyecto. Escenario 03 (Fuente: Elaboración propia).

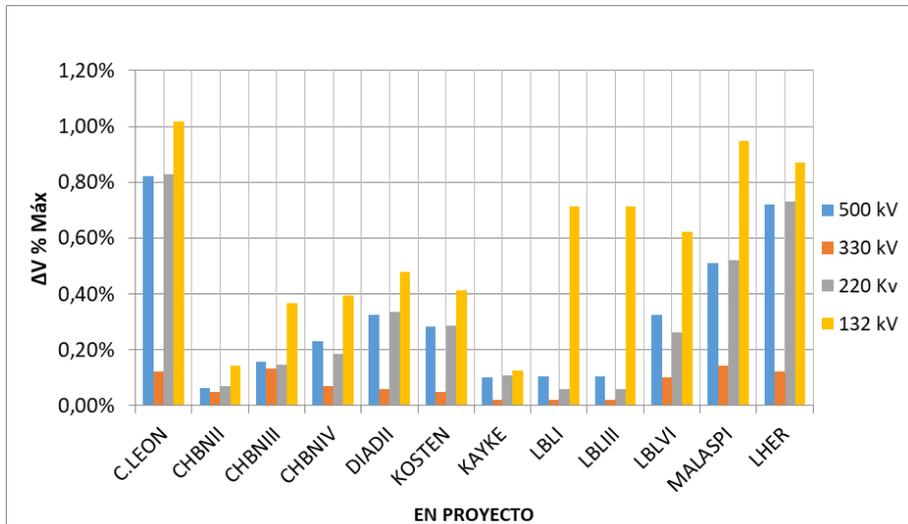


Figura 5. 32 Máxima variación de tensión en barras provocadas por PEs En Proyecto. Escenario 04 (Fuente: Elaboración propia).

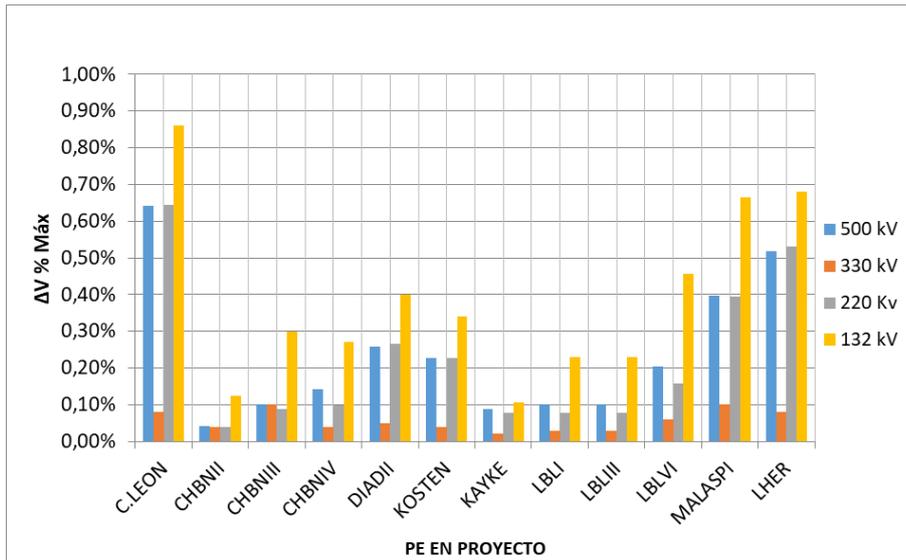


Figura 5. 33 Máxima variación de tensión en barras provocadas por PEs En Proyecto. Escenario 05(Fuente: Elaboración propia).

Del análisis de la Figura 5. 29 a Figura 5. 33 se puede inferir que, las variaciones de tensión en barras no superan en ningún caso los valores máximos permitidos en los distintos niveles de tensión analizados, para el ingreso de cada PEs en proyecto en todos los escenarios base planteados. Las mayores fluctuaciones de tensión en barras se producen en el nivel de 132 kV, siendo el PE Cañadón León el que mayor influencia presenta en todos los escenarios.,

Queda demostrado que el sistema se comporta adecuadamente ante fluctuaciones rápidas de la potencia generada por variaciones bruscas del recurso primario de energía (viento).

5.7.1.3 Ingreso de PEs en proyecto en conjunto

En la sección anterior se analizó el impacto que provoca el ingreso individual de cada PE en proyecto en los escenarios base. En este caso se realiza el mismo análisis, pero teniendo en cuenta el ingreso en conjunto de todos los PEs.

Tabla 5. 16 Potencias despachadas de PEs en Conjunto (Fuente: Elaboración propia)

	Escenario				
	01	02	03	04	05
Potencias de PEs	¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.	¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.	¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.	¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.	¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.

En laTabla 5. 17, se resumen los casos en donde el ingreso de los PEs en conjunto impacta de manera negativa, desmejorando las condiciones respecto de los escenarios base planteados, tanto en los perfiles de tensión o incrementando el nivel de sobrecarga presentado en la ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..

Tabla 5. 17 Resultados ante el ingreso en conjunto de los PEs

(Fuente: Elaboración propia)

LIMITANTE	ESCENARIOS			
	02	03	04	05
Tensiones en barras	-	-	3 Nodos de 500 kV < 0,97 p.u 5 Nodos de 330 kV < 0,95 p.u 7 Nodos de 132 kV < 0,95 p.u 2 Nodos de 132 kV > 1,05 p.u	-
Sobrecarga en Trafos	Sobrecarga 44% T1 PUERTO MADRYN 500/330/132 Kv Sobrecarga 9% T2 PUERTO MADRYN 330/220/132 Kv	Sobrecarga 03% T1 PUERTO MADRYN 500/330/132 Kv	Sobrecarga 80% T1 PUERTO MADRYN 500/330/132 Kv Sobrecarga 05% T2 PUERTO MADRYN 500/330/132 Kv Sobrecarga 63% T1 PUERTO MADRYN 330/220/132 Kv Sobrecarga 42% T2 PUERTO MADRYN 330/220/132 Kv	Sobrecarga 31% T1 PUERTO MADRYN 500/330/132 Kv
Sobrecarga en LATs	Sobrecarga 8% CH.CHOEL-NPMADRYN Sobrecarga 15% P.PAT132-C.RIV.A1 Sobrecarga 30% P.TRUNC_1-COM_RIV_A1	-	Sobrecarga 39% CH.CHOELE-NPMADRYN Sobrecarga 16% PMADRYN1-TRELEW Sobrecarga 49% P.TRUNC_1-COM_RIV_A1 Sobrecarga 30% DGPAL-TRELEW	Sobrecarga 13% P.TRUNC_1-COM_RIV_A1

A excepción del escenario 01, el ingreso de los PEs en conjunto impactan de manera negativa en el sistema, principalmente incrementando los niveles de cargabilidad de las LAT y los TPs, tal como se puede ver en las **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y Figura 5. 35.

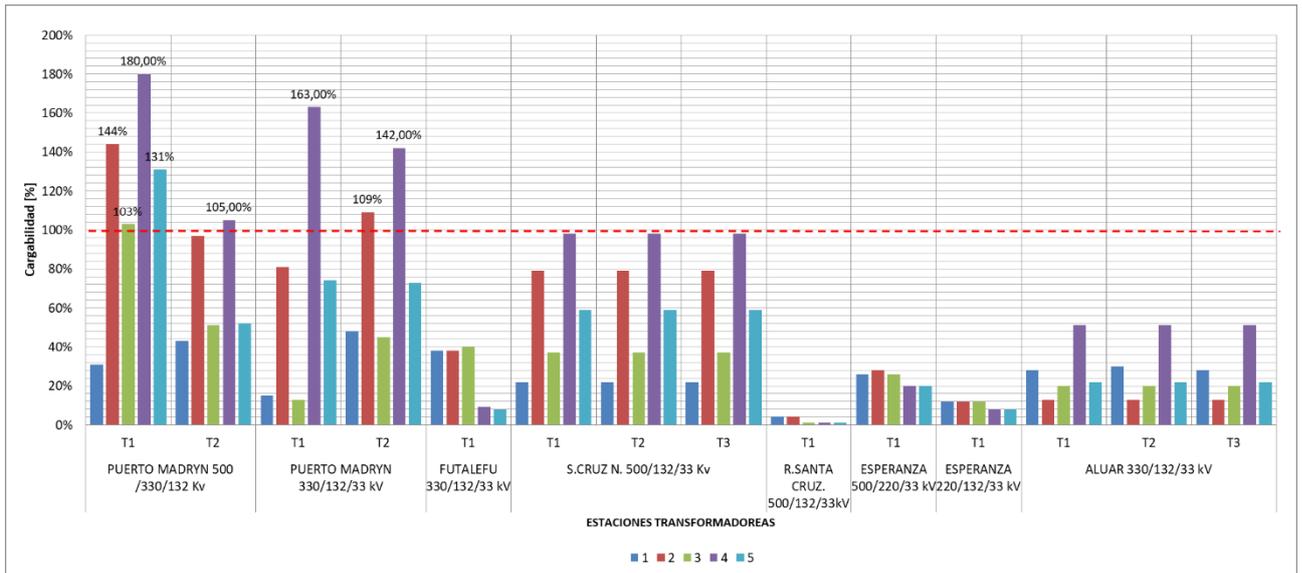


Figura 5. 34 Niveles de cargabilidad de transformadores ante el ingreso de PEs en conjunto (Fuente: Elaboración propia)

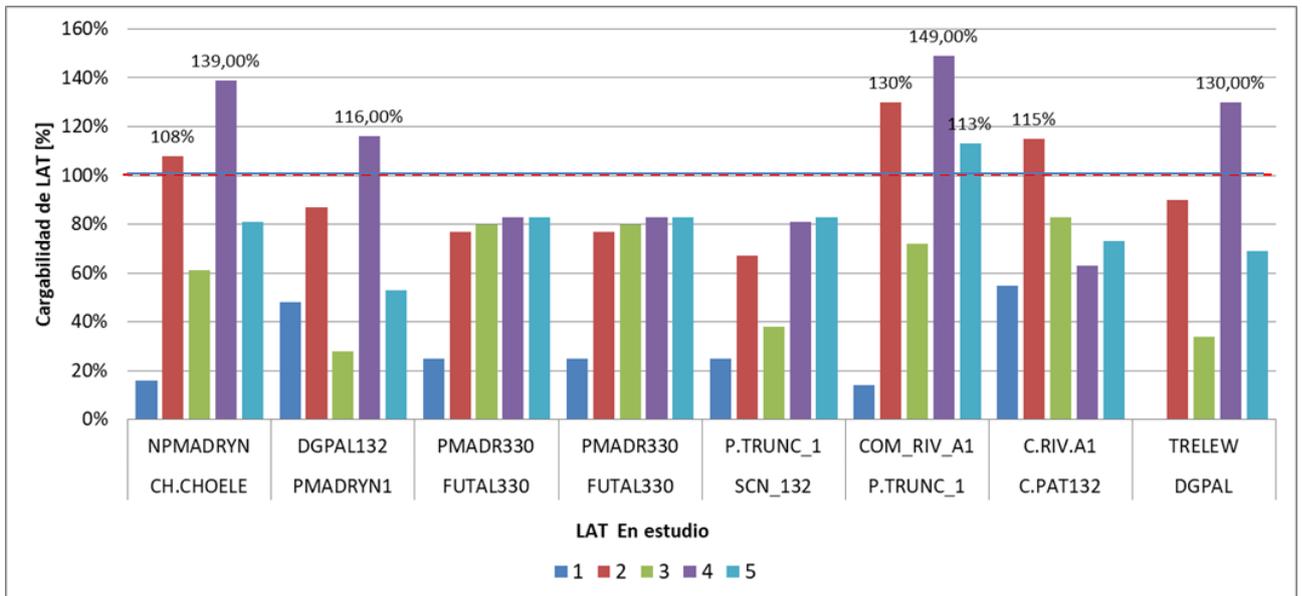


Figura 5. 35 Niveles de cargabilidad de LAT ante el ingreso de PEs en conjunto (Fuente: Elaboración propia).

Del análisis de los resultados se observa que el ingreso en conjunto provoca grandes sobrecargas en las ETs, principalmente en las ETs de Puerto Madryn dado que a través de ella se canaliza la mayor parte del flujo de potencia que se exporta a través de la ET Choele Choele de 500 kV.

Las LAT Comodoro Rivadavia A1 – P. Truncado 1 de 132 kV, 138 km y 91,4 MVA de capacidad nominal se presenta como la línea más sobrecargada con 149%, seguida de P. Madryn – Choele Choele de 500 kV con 139% de carga y finalmente Trelew- DGPAL con 130%.

En las Figura 5. 36 y Figura 5. 37 se expone la diferencia de cargabilidad en TPs y LAT que existe entre el escenario con los PEs en conjunto y los escenarios base. Se

destaca un incremento de carga importante en todos los escenarios, a excepción del 01 donde el sistema pasa de ser una región exportadora de energía a una región importadora, donde se consume parte la energía generada de los PEs dentro del subsistema, aliviándose el estado de carga de LATs y TPs.

El escenario 04 resulta ser el más crítico, exigiendo en mayor medida a LATs y TPs con respecto de los demás escenarios, donde se presentan los mayores estados de carga de todos los elementos que comparan.

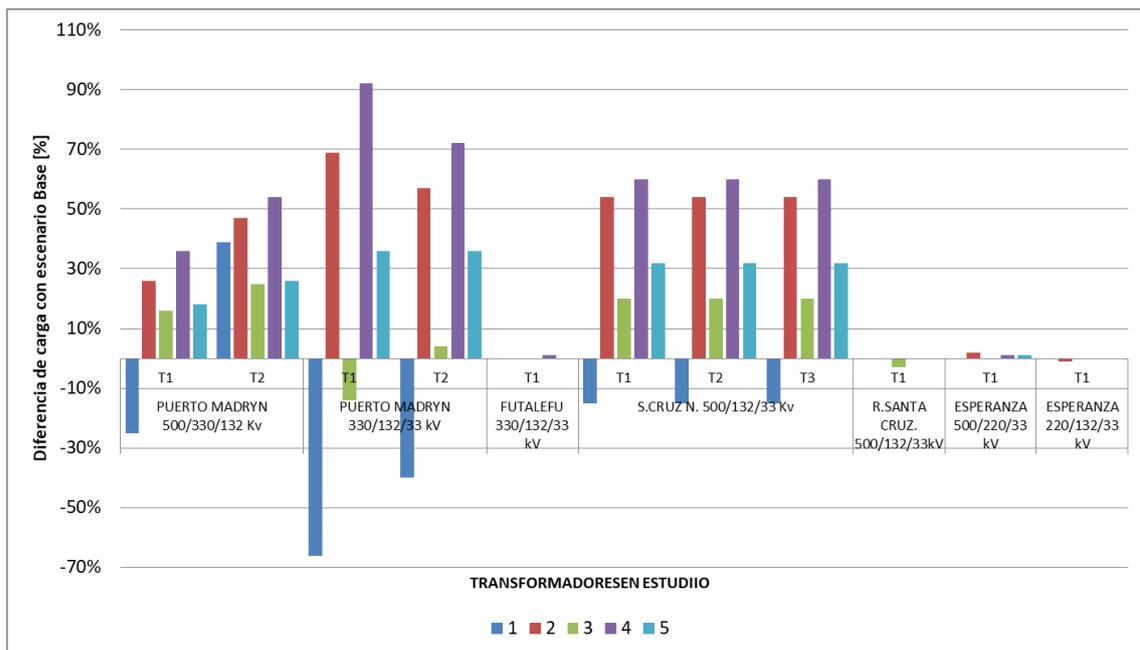


Figura 5. 36 Diferencias de cargabilidad de transformadores contra escenarios base (Fuente: Elaboración propia).

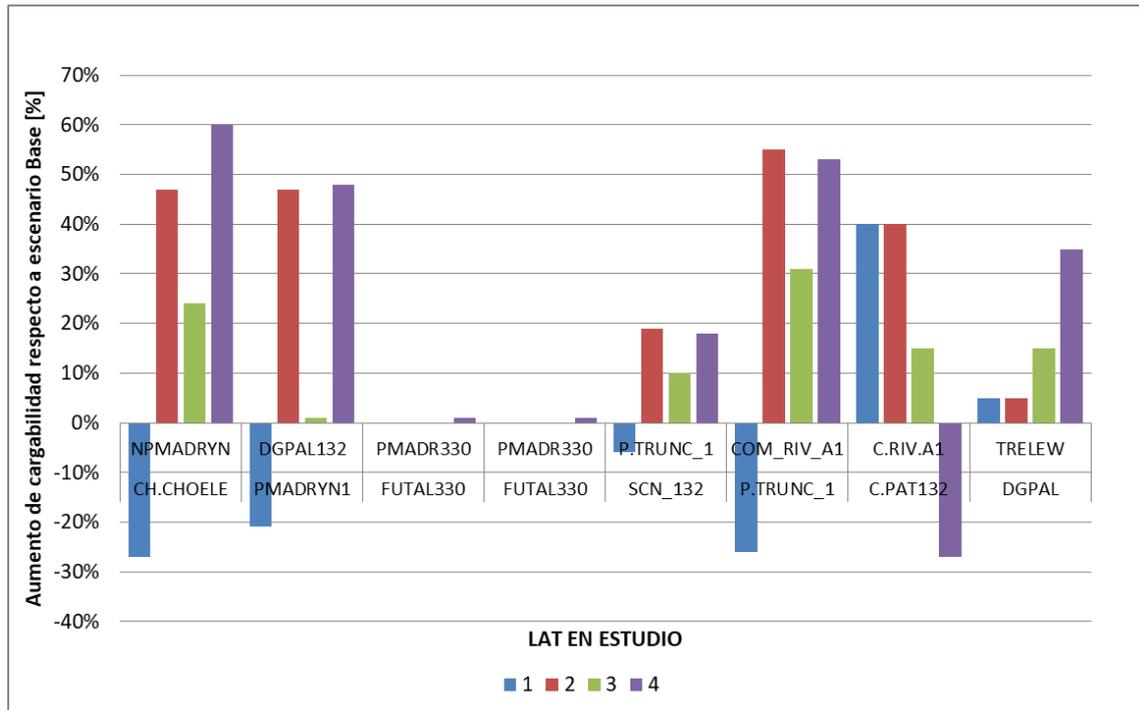


Figura 5. 37 Diferencias de cargabilidad principales LAT contra escenarios base (Fuente: Elaboración propia).

5.7.2 Estudio de cortocircuitos

El estudio de corrientes de cortocircuito tiene por objeto analizar la variación que provoca sobre las potencias de cortocircuito, el ingreso de la nueva generación y cómo afecta en su área de influencia. Para esto se simulan distintos tipos de falla, en distintos escenarios; para valorar la variación de los niveles de cortocircuito y verificar que estas potencias no superen los límites admisibles de los elementos del sistema.

Para realizar estas verificaciones, se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

Fallas a simular:

- Cortocircuitos trifásicos.
- Cortocircuitos monofásicos.

Modelado:

- Se considera la red completa del SADI.
- Parámetros de secuencia en generadores, TPs y LATs.
- Tipo de conexionado de los arrollamientos de transformadores y grupo vectorial.
- Se configura a los generadores equivalentes de los parques fotovoltaicos y eólicos con impedancias de cortocircuito muy elevadas y aportes fijos de las potencias activa y reactiva, asignando potencia activa nula y reactiva de 1,4 veces la

potencia activa nominal, obteniendo una fuente de corriente reactiva constante de 1,4 veces la corriente nominal, que es el aporte máximo esperado de los inversores de los parques.

Escenarios de estudio:

- Casos sin el ingreso de PEs (Escenarios base).
- Casos con el ingreso de PEs

Análisis:

- Evaluación de la variación en la potencia de cortocircuito trifásica y monofásica.
- Verificación de la máxima potencia admisible en cada nodo.

La Tabla 5. 18 se resumen las potencias de cortocircuitos trifásicos y monofásicos con y sin el aporte de los nuevos PEs.

Tabla 5. 18 Resultados de la potencia de cortocircuito trifásica monofásica (Fuente:Elaboración Propia)

NODO	Un [kV]	Potencia Admisible [MVA]	Fallas Trifásicas			Fallas Monofásicas			Verificación	Fallas Trifásicas			Fallas Monofásicas			Verificación
			02-PICO BASE MAX	02 + PEs En Proyecto a Pmáx	Δ%	02-PICO BASE MAX	02 + PEs En Proyecto a Pmáx	Δ%		04- VALLE BASE MAX	04 + PEs En Proyecto a Pmáx	Δ%	04-VALLE BASE MAX	04 + PEs En Proyecto a Pmáx	Δ%	
CH.CHOELE	500	26000	13108	12965	-1,09%	7568	7330	-3,14%	Ok	6993	6787	-2,95%	4677	4457	-4,70%	Ok
NPMADRYN	500	13000	7410	7569	2,15%	6623	6655	0,48%	Ok	5578	5661	1,49%	5493	5565	1,31%	Ok
SCN_500	500	25000	1884	2072	9,98%	2041	2197	7,64%	Ok	1695	1766	4,19%	1881	1931	2,66%	Ok
RSCRU	500	25000	1103	1150	4,26%	1231	1270	3,17%	Ok	1036	1002	-3,28%	1179	1131	-4,07%	Ok
ESPERANZ	500	19100	932	965	3,54%	1072	1103	2,89%	Ok	885	851	-3,84%	1034	986	-4,64%	Ok
FUTAL 330	330	12500	2734	2736	0,07%	3526	3527	0,03%	Ok	2603	2567	-1,38%	3363	3337	-0,77%	Ok
R. TURBIO	220	8400	416	428	2,88%	547	562	2,74%	Ok	404	399	-1,24%	536	529	-1,31%	Ok
ESPERANZA	220	8400	652	669	2,61%	846	867	2,48%	Ok	624	613	-1,76%	815	800	-1,84%	Ok
NPMADR330	330	12500	4877	4950	1,50%	5587	5647	1,07%	Ok	4444	4587	3,22%	5194	5538	6,62%	Ok
DGPAL132	132	5000	1606	1634	1,74%	1671	1686	0,90%	Ok	1518	1487	-2,04%	1604	1553	-3,18%	Ok
TRELEW132	132	5000	760	748	-1,58%	884	867	-1,92%	Ok	722	678	-6,09%	850	796	-6,35%	Ok
RAWSON	132	5000	641	629	-1,87%	748	733	-2,01%	Ok	614	574	-6,51%	722	674	-6,65%	Ok
AMEGH132	132	5000	559	553	-1,07%	756	748	-1,06%	Ok	545	533	-2,20%	739	723	-2,17%	Ok
PER-132	132	5000	601	588	-2,16%	738	722	-2,17%	Ok	576	538	-6,60%	712	633	-11,10%	Ok
FUTA132	132	5000	569	568	-0,18%	763	763	0,00%	Ok	547	539	-1,46%	736	725	-1,49%	Ok
PMADRYN2	132	5000	2620	2816	7,48%	3130	3335	6,55%	Ok	2383	2546	6,84%	2893	3081	6,50%	Ok
SGRAN132	132	5000	319	319	0,00%	200	199	-0,50%	Ok	312	298	-4,49%	238	226	-5,04%	Ok
MALASPINA	132	5000	438	442	0,91%	536	540	0,75%	Ok	404	412	1,98%	500	509	1,80%	Ok
RSCRUZ	132	5000	458	471	2,84%	570	586	2,81%	Ok	447	439	-1,79%	560	553	-1,25%	Ok
C.RIV.A1	132	5000	940	962	2,34%	1194	1216	1,84%	Ok	707	732	3,54%	932	961	3,11%	Ok
C.RIV.A	132	5000	931	952	2,26%	1171	1192	1,79%	Ok	701	727	3,71%	917	946	3,16%	Ok
HERCULES	132	5000	776	943	21,52%	863	993	15,06%	Ok	742	886	19,41%	835	943	12,93%	Ok
ESCALANT	132	5000	820	846	3,17%	940	963	2,45%	Ok	663	701	5,73%	794	833	4,91%	Ok
VHERM132	132	5000	409	417	1,96%	340	345	1,47%	Ok	354	379	7,06%	318	329	3,46%	Ok
SAN JOSE	132	5000	197	204	3,55%	121	123	1,65%	Ok	196	199	1,53%	123	122	-0,81%	Ok
CNEGR	132	5000	294	298	1,36%	184	186	1,09%	Ok	269	279	3,72%	178	183	2,81%	Ok
PAMCA132	132	5000	599	615	2,67%	664	678	2,11%	Ok	508	535	5,31%	586	612	4,44%	Ok
TORDI132	132	5000	525	537	2,29%	526	535	1,71%	Ok	454	476	4,85%	476	495	3,99%	Ok
LPER132	132	5000	568	594	4,58%	759	789	3,95%	Ok	548	570	4,01%	734	760	3,54%	Ok
LASHE132	132	5000	608	665	9,38%	497	523	5,23%	Ok	583	631	8,23%	489	506	3,48%	Ok
DIADEMA	132	5000	870	901	3,56%	1020	1048	2,75%	Ok	683	723	5,86%	838	881	5,13%	Ok
BSM132	132	5000	821	838	2,07%	943	957	1,48%	Ok	632	655	3,64%	765	787	2,88%	Ok
C.OLIVIA	132	5000	510	676	32,55%	517	621	20,12%	Ok	495	633	27,88%	506	586	15,81%	Ok
OROPLATA	132	5000	223	230	3,14%	139	141	1,44%	Ok	221	225	1,81%	140	140	0,00%	Ok
SCN_132	132	5000	1343	1615	20,25%	1693	1996	17,90%	Ok	1227	1419	15,65%	1557	1755	12,72%	Ok
PT-132	132	5000	935	1056	12,94%	953	1032	8,29%	Ok	879	956	8,76%	914	952	4,16%	Ok
PDES132M	132	5000	215	218	1,40%	172	173	0,58%	Ok	209	209	0,00%	169	167	-1,18%	Ok
CTPAT	132	5000	1009	1035	2,58%	1366	1397	2,27%	Ok	735	767	4,35%	1021	1061	3,92%	Ok
CHUBUNOR	132	5000	1213	1282	5,69%	1406	1495	6,33%	Ok	1164	1193	2,49%	1358	1369	0,81%	Ok
ESPERANZ	132	5000	365	387	6,03%	452	479	5,97%	Ok	360	355	-1,39%	448	442	-1,34%	Ok

5.7.3 DAG / RAG Escenarios Base

Los resultados obtenidos dejan entrever que el sistema no es capaz de operar dentro de las condiciones mínimas impuestas por CAMMESA para ciertos escenarios de demanda/generación, tanto para los escenarios base planteados como para el ingreso de los PEs en conjunto. Esto hace que sea necesario tomar medidas sobre el sistema para cumplir con los requisitos de exigencia mínima y así evitar posibles problemas que lleven al colapso total.

En primera instancia, se analiza la red en condición N para los escenarios base con los PEs en proyecto y en servicio, según el despacho de potencia de la Tabla 5. 4 y se realiza regulación automática de generación (RAG) o desconexión automática de generación (DAG) existente a fines de suplir cualquier limitante del sistema de transmisión.

Dado que en el planteo inicial de los escenarios de carga se despacha el mínimo de potencia térmica para garantizar el correcto funcionamiento del sistema, se procede con la RAG o DAG (según corresponda cada caso particular) de las centrales hidráulicas como la primera tecnología de generación a modificar para buscar condiciones admisibles de operación. Si no es posible encontrar un punto óptimo de funcionamiento con la variación de la potencia de generación de esta tecnología, se realiza RAG en los PEs, los cuales se dejan para el final debido a que presentan prioridad de despacho en relación a las demás tecnologías de generación.

Con respecto a los PEs, la RAG se realiza de manera proporcional a la potencia nominal de cada parque, y se tienen en cuenta sólo los PEs que contribuyen a aumentar la sobrecarga de algún equipamiento de red.

Otra de las causas por la cual se evita modificar la generación térmica se justifica desde el punto de vista de que el sistema debe contar con reserva de potencia rotante suficiente para garantizar su estabilidad en los casos donde la falta del recurso eólico haga que se pierda toda la potencia eólica proveniente de los PEs.

En el flujograma de la Figura 5. 38 **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presenta la secuencia de actividades llevadas a cabo para desarrollar el esquema DAG/RAG en los escenarios base para condición N, ante el ingreso en conjunto de los PEs. De esta manera, quedan redefinidos nuevos escenarios de carga que hacen posible la operación del sistema presentándose como una alternativa viable desde el punto de vista técnico.

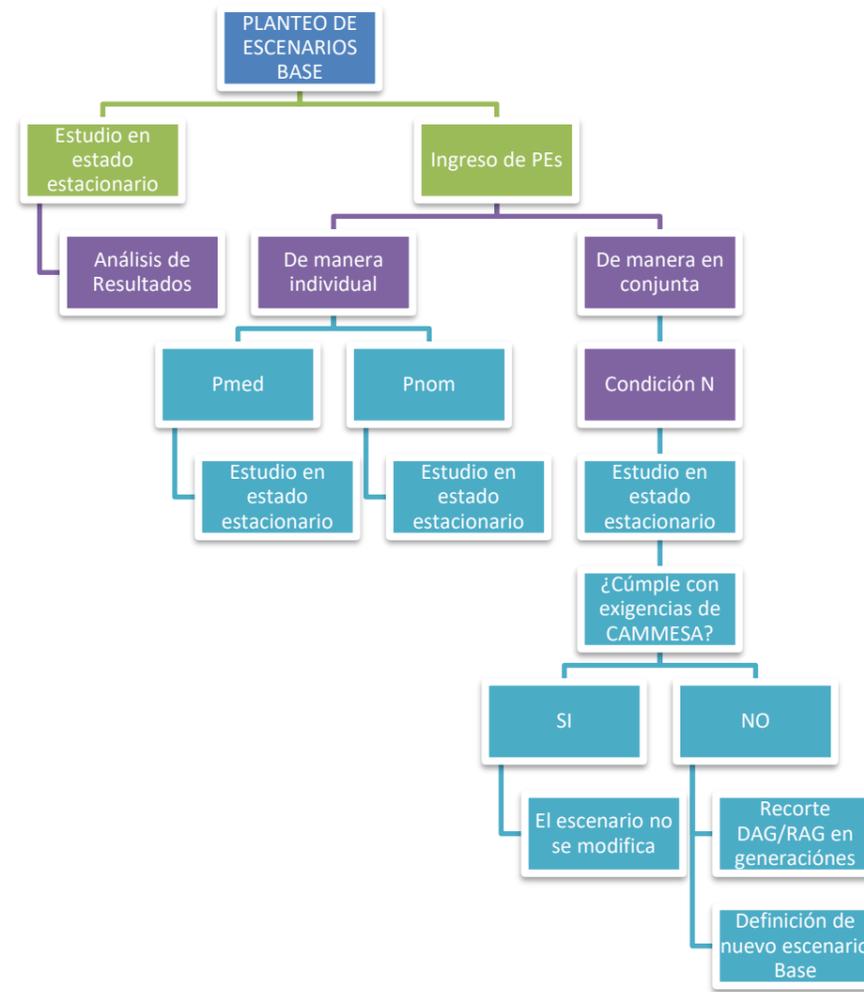


Figura 5. 38 Flujograma de estudio de estado estacionario para condición N con recorte DAG/RAG (Fuente: Elaboración propia)

En la Tabla 5. 19 y Figura 5. 39 se exponen las potencias según el tipo de tecnología de generación que es necesaria recortar para que los escenarios base cumplan con las condiciones admisibles de operación cuando se realiza el ingreso tanto de los PEs en servicio como los PEs en proyecto.

Tabla 5. 19 RAG según tipo de tecnología para cada escenario (Fuente: elaboración propia).

Generación	Recorte de generación según escenario [MW]				
	01	02	03	04	05
Ameghino	-	46,80	31,80	46,80	46,80
Futalefú	-	201,00	-	289,00	103,00
PEs	-	17,00 (Tabla 5. 20)	-	85,00 (Tabla 5. 21)	-
TOTAL	-	264,8	31,8	420,8	149,8

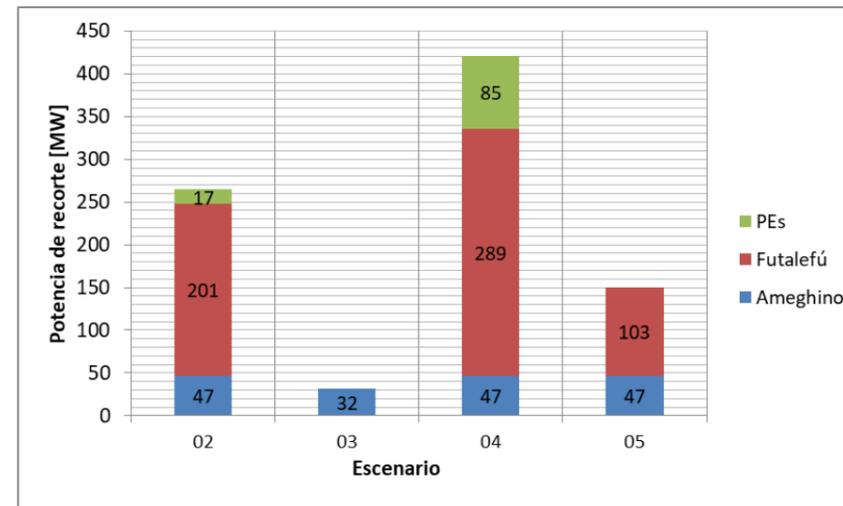


Figura 5. 39 Potencias recortadas según tecnología de generación para cada escenario base (Fuente: elaboración propia)

Es de destacar la incidencia que tienen la CHs Futalefú y Ameghino en las limitaciones de capacidad de transporte de la red, siendo necesaria la desconexión de Ameghino en tres de los cuatro escenarios estudiados, y con un recorte notable de generación por parte de la central Futalefú.

La DAG y RAG por parte de la central Ameghino se justifica desde el punto de vista que su aporte de potencia en conjunto con la generación de los PEs Rawson I, Rawson II, Rawson III, Chubut I, Chubut II, Chubut III, Garayalde, Malaspina I, Diadema I, Diadema II, Manantiales Behr y Koste; contribuye al impacto en la sobrecarga de los siguientes elementos de la red:

- LAT 132 kV Puerto Madryn – DGPAL
- LAT 132 kV DGPAL – Trelew
- LAT 132 kV C. Rivadavia A1- P. Truncado
- T1 y T2 de la ET Puerto Madryn de 330/132/33 kV

Futalefú, por su parte, incrementa los niveles de sobrecarga del T1 de la ET Puerto Madryn de 500/33/132 kV, dado que gran parte del despacho de potencia de los PEs mencionados se evacúa al sistema interconectado a través de ésta ET.

En los casos donde el RAG de las CHs no alcanza a disminuir los niveles de sobrecarga, se procede al vertido eólico de los PEs descritos en la Tabla 5. 20 y Tabla 5. 21.

Los escenarios 02 y 04 no son capaces de permitir la evacuación total de potencia del conjunto de PEs a potencia máxima, aún con los recortes de generación de las centrales hidráulicas por lo que fue necesario realizar un recorte de 17 y 85 MW respectivamente de potencia total, la cual se reparte proporcionalmente a la potencia individual de cada PE implicado. La Tabla 5. 20 y Tabla 5. 21 detallan el recorte de potencia necesario y su factor de recorte asociado a la potencia nominal de cada PE.

Tabla 5. 20 Recorte de generación de PEs de escenario 02 (Fuente: elaboración propia).

PE Implicado	P _{máx} (FS ₂ =0,92) [MW]	Factor de corte	P. Recortada [MW]	P nueva despachada [MW]
Diadema	6,45	0,04	0,76	5,69
Diadema II	25,43	0,18	2,98	22,45
Kosten	22,11	0,15	2,59	19,52
Manantiales Behr	91,20	0,63	10,68	80,52
Total [MW]	145,19		17,00	128,19

Tabla 5. 21 Recorte de generación de PEs de escenario 04 (Fuente: elaboración propia).

PE Implicado	P _{máx} (FS ₂ =0,92) [MW]	Factor de corte	P. Recortada [MW]	P nueva despachada [MW]
Chubut Norte	26,53	0,06	5,39	21,14
Chubut Norte II	23,95	0,06	4,87	19,09
Chubut Norte III	53,06	0,13	10,78	42,28
Diadema	6,45	0,02	1,31	5,14
Diadema II	25,43	0,06	5,17	20,26
Garayalde	22,25	0,05	4,52	17,73
Kosten	22,11	0,05	4,49	17,62
Malaspina I	46,06	0,11	9,36	36,70
Manantiales Behr	91,20	0,22	18,53	72,67
Rawson I	48,83	0,12	9,92	38,91
Rawson II	29,48	0,07	5,99	23,49
Rawson III	23,03	0,06	4,68	18,35
Total [MW]	418,38	-	85,00	333,38

Con la nueva configuración de escenarios, se procede a estudiar la energía no suministrada (ENS) causada por la salida de servicio de algún elemento importante del sistema, como ser, TPs y LATs. En otras palabras, se dejan fuera de servicio los elementos del sistema que intervienen directamente en la evacuación de potencia generada por los PEs y se estudia mediante flujos de potencia la nueva configuración de red, identificando las nuevas limitaciones que se presenten, tales como sobrecargas en equipamientos o perfiles de tensión fuera de los límites admisibles. Bajo este escenario, se procede a realizar DAG o RAG para que el sistema se mantenga dentro de condiciones admisibles de operación.

A esta configuración del sistema cuando un elemento se deja fuera de servicio, se la denomina N-1 y los recortes de generación respetarán los criterios de prioridades antes descriptos.

Una vez realizado estos recortes de potencia, se proponen obras de infraestructura eléctrica con el objetivo de subsanar restricciones en la red, atenuando el vertido eólico en el sistema bajo condición de red N. Acto seguido, se vuelven a analizar los escenarios en condición de red N-1 para poder comparar los niveles de ENS sin obras y con obras.

Finalmente, se realiza un análisis comparativo desde el punto de vista económico, valorizando las obras de infraestructura eléctrica y los niveles de ENS.

5.7.4 Red en condición N-1

Este apartado tiene por objeto el análisis del impacto que provoca sobre el sistema de transporte y el área de influencia de los nuevos proyectos, la salida de servicio de algún elemento importante del sistema. Para esto, se realizan estudios de flujo de carga donde se simula la falla de aquellos elementos que se identifican como importantes dentro de la zona de influencia de los PEs, a fin de verificar que se satisfagan los límites establecidos en Los Procedimientos de CAMMESA para estados de contingencia simple. En esta parte del estudio, se contemplan los siguientes lineamientos:

- Niveles de tensión:
 - ± 5 % para nodos de 500 kV.
 - ± 10 % para nodos de 132 y 220 kV.
- Generadores operando dentro de su curva de capacidad.
- Potencia transportada por LATs de interconexión por debajo de la potencia máxima admisible (límite térmico, de estabilidad o confiabilidad).

Las contingencias planteadas (ver Figura 5. 40) para los escenarios propuestos son las siguientes:

- Salida de servicio Transformador T1 500/132/33 kV. ET Puerto Madryn
- Salida de servicio Transformador T1 330/132/33 kV. ET Puerto Madryn
- Salida de servicio Transformador T2 330/132/33 kV. ET Puerto Madryn
- Salida de servicio Transformador T1 500/132/33 kV. ET Santa Cruz Norte
- Salida de servicio LAT DGPAL – Trelew
- Salida de servicio LAT Trelew - Ameghino
- Salida de servicio LAT Ameghino – Garayalde
- Salida de servicio LAT Malaspina – CT Patagonia
- Salida de servicio LAT CT Patagonia – C. Rivadavia
- Salida de servicio LAT C. Rivadavia – Pico Truncado
- Salida de servicio LAT Santa Cruz Norte – Pico Truncado

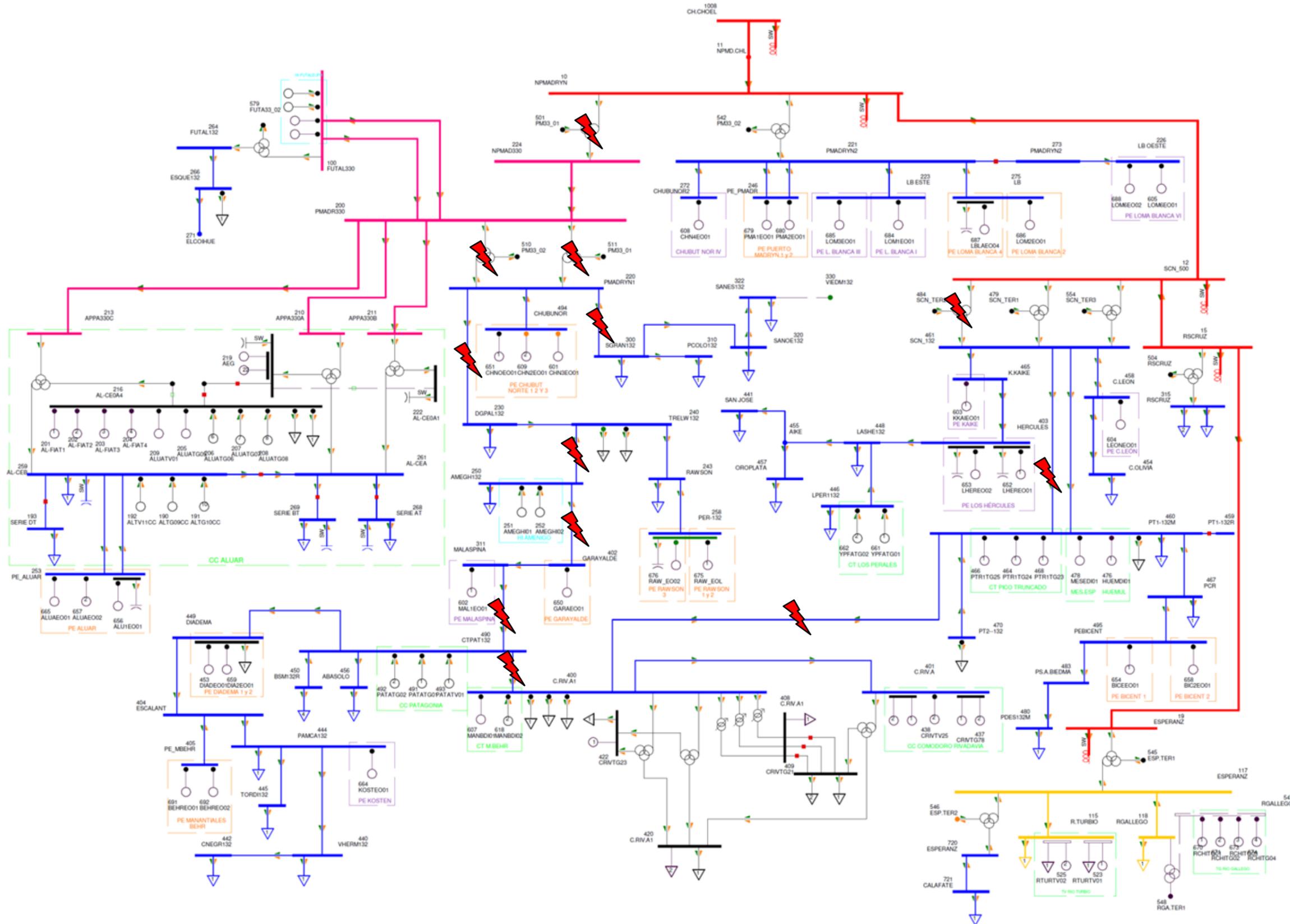


Figura 5. 40 Contingencias estudiadas (Fuente: Elaboración propia).

En el flujograma de la Figura 5. 41 se muestra la secuencia de actividades, con el agregado de los estudios en condición N-1, los cuales se realizan sobre los escenarios de carga redefinidos que presentan la totalidad de los PEs en servicio y las DAG/RAG aplicadas para el funcionamiento admisible en condición N.

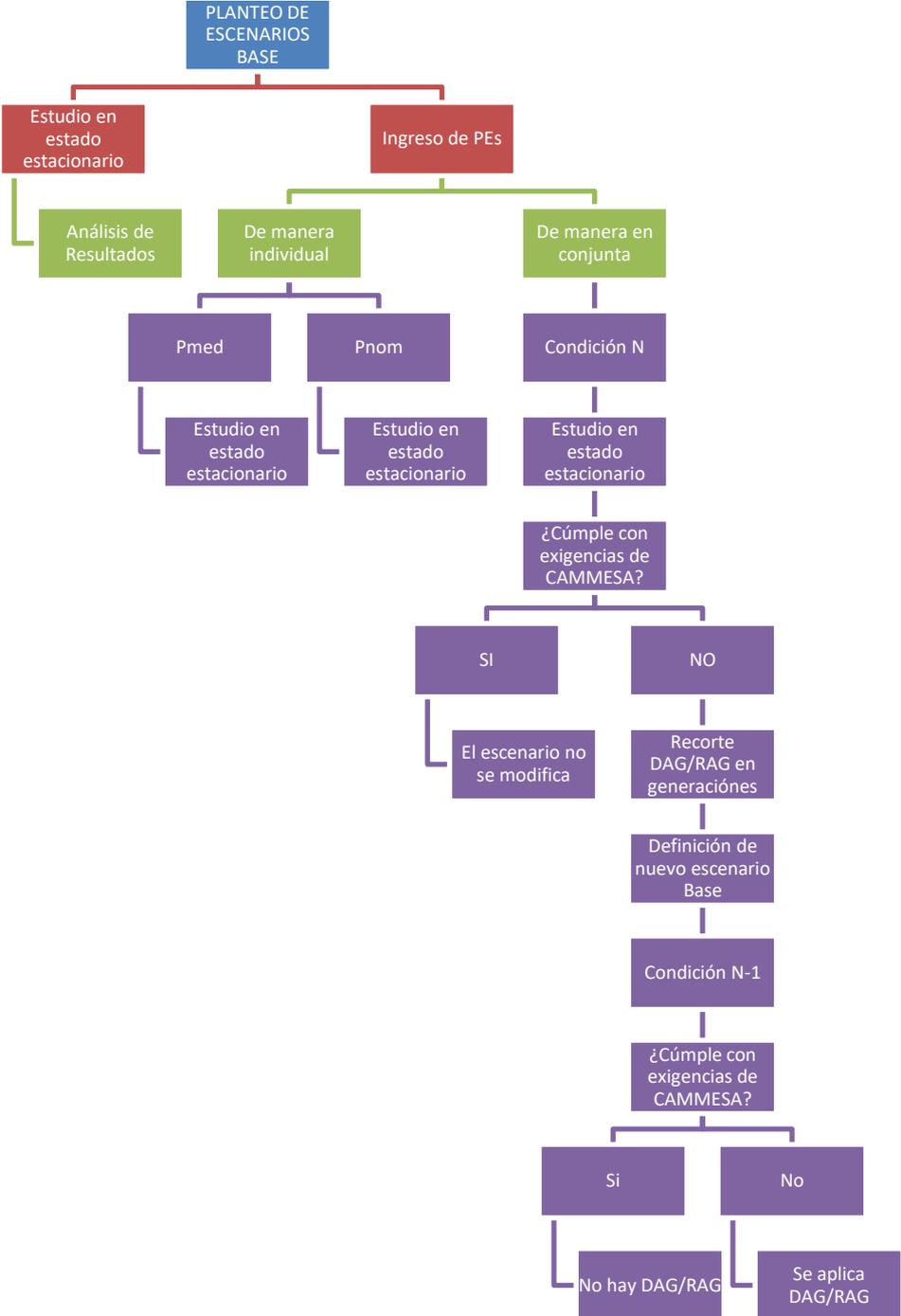


Figura 5. 41 Flujograma de estudios de estado estacionario para condición N-1 en escenarios redefinidos (Fuente: Elaboración propia)

5.7.4.1 Resultados RAG escenario 02

5.7.4.1.1 Contingencias N-1 en transformadores

La Tabla 5. 22 representa el transformador asociado a la contingencia N-1, las limitantes que encuentra el escenario 02 y la potencia de generación que es necesario recortar para alcanzar condiciones normales de operación en el sistema. El mayor recorte de potencia se obtiene ante la contingencia del transformador T1 de la ET Puerto Madryn 500/330/132 kV y también para el transformador T2 de la ET Puerto Madryn 330/132/33kV, necesitando un recorte total de potencia proveniente de PEs de 150 y 115 MW respectivamente para cada contingencia. Además, para la salida de servicio del transformador T1 de la ET Puerto Madryn 500/330/132 kV es necesario un recorte de 155 MW de potencia proveniente de la CH Futalefú.

Tabla 5. 22 Resultados de contingencia N-1 de transformadores en escenario 02 (Fuente: elaboración propia).

N-1 TRANSFORMADORES		LIMITANTE	LAT / TRAF0	P. Recortada [MW]	Generación
PUERTO MADRYN 500/330/132 kV	T1	Sobrecarga	C. Rivadavia – Pico Truncado	150	PEs (Tabla II. 1)
				155	Futalefú
PUERTO MADRYN 330/132/33 kV	T1 60MVA	Sobrecarga	T2 P. Madryn 330/132/33 kV	20	PEs (Tabla II. 2)
	T2 120 MVA	Sobrecarga	T1 P. Madryn 330/132/33 kV C. Rivadavia A1 – P.Truncado	115	PEs (Tabla II. 3)
S.CRUZ N. 500/132/33 kV	T1 150 MVA	-	-	-	-

5.7.4.1.2 Contingencia N-1 en LAT

La Tabla 5. 23 representa las contingencias en LAT y las limitantes en los distintos elementos del sistema. Se puede ver que, a excepción de la contingencia en la LAT Malaspina-CT Patagonia, todas las contingencias provocan sobrecargas en elementos del sistema, ya sea en LAT o transformadores.

Se destaca la contingencia en la LAT CT Patagonia – Comodoro Rivadavia A1 como la más perjudicial, ocasionando altos niveles de sobrecarga en seis LAT de 132 kV y en el transformador T1 de la ET Puerto Madryn 500/330/132 kV, necesitando un recorte de potencia de 200MW proveniente de los PEs.

Tabla 5. 23 Resultados de contingencia N-1 en LAT para escenario 02 (Fuente: elaboración propia).

N-1 LAT	Limitante	LAT / TRAF0	P. Recortada [MW]	Generación
DGPAL- Trelew	Sobrecarga	CT Patagonia – C. Rivadavia A1 Rivadavia A 1 –Pico Truncado	80	PEs (Tabla II. 4)

Trelew -Ameghino	Sobrecarga	CT Patagonia – C. Rivadavia A1 Rivadavia A 1 –Pico Truncado	35	PEs (Tabla II. 5)
Ameghino - Garayalde	Sobrecarga	CT Patagonia – C. Rivadavia A1 Rivadavia A 1 –Pico Truncado	35	PEs (Tabla II. 6)
Malaspina- CT Patagonia	Sobrecarga	-	-	-
CT Patagonia – C. Rivadavia A 1	Sobrecarga	T1 P. Madryn 500/330/132 kV P. Madryn - DGPAL DGPAL- Trelew Trelew -Ameghino Ameghino - Garayalde Garayalde -Malaspina Malaspina- CT Patagonia	200	PEs (Tabla II. 7)
Rivadavia A 1 –Pico Truncado	Sobrecarga	T1 P. Madryn 500/330/132 Kv DGPAL- Trelew	50 10	PEs (Tabla II. 8) Futalefú
Santa Cruz Norte – Pico Truncado	Sobrecarga	Santa Cruz Norte – Pico Truncado (2da terna)	25	PEs (Tabla II. 9)

5.7.4.2 Resultados DAG escenario 03

5.7.4.2.1 Contingencias N-1 en transformadores

La Tabla 5. 24 representa el transformador asociado a la contingencia N-1, las limitantes que encuentra el escenario 03 y la potencia de generación que es necesario recortar para alcanzar condiciones normales de operación en el sistema.

La única contingencia que provoca condiciones inadmisibles de operación en el sistema asociadas a sobrecargas es la ausencia del transformador T1 de la ET Puerto Madryn 500/330/132 kV, necesitando un recorte de 312 MW de potencia de la CT Futalefú para alcanzar condiciones admisibles de operación.

Tabla 5. 24 Resultados de contingencia N-1 en transformadores para escenario 03 (Fuente: elaboración propia).

N-1 TRANSFORMADORES		LIMITANTE	LAT / TRAF0	P. Recortada [MW]	Generación
PUERTO MADRYN 500 /330/132 kV	T1	Sobrecarga	C. Rivadavia – Pico Truncado	312	Futalefú
PUERTO MADRYN 330/132/33 kV	T1 60MVA	-	-	-	-
	T2 120 MVA	-	-	-	-
S.CRUZ N. 500/132/33 kV	T1 150 MVA	-	-	-	-

5.7.4.2.1 Contingencias N-1 en LAT

En cuanto a las contingencias en las LAT se puede ver una notable disminución en las sobrecargas asociadas y a recortes de potencia significativamente inferiores comparados con el escenario 02 (ver Tabla 5. 25).

Tabla 5. 25 Resultados de contingencia N-1 en LAT para escenario 03 (Fuente: elaboración propia).

N-1 LAT	Limitante	LAT / TRAF0	P. Recortada [MW]	Generación
DGPAL- Trelew	-	-	-	-
Trelew - Ameghino	-	-	7,5	Ameghino
Ameghino - Garayalde	-	-	-	-
Malaspina- CT Patagonia	-	-	-	-
CT Patagonia – C. Rivadavia A 1	Sobrecarga	C. Rivadavia A1- Pico Truncado Trelew -Ameghino Ameghino - Garayalde T1 P. Madryn 50/330/132 kV	15	Ameghino (DAG)
			58	Futalefú
			65	PEs (Tabla II. 10)
Rivadavia A1 – Pico Truncado	Sobrecarga	T1 P. Madryn 500/330/132 Kv	48	Futalefú
			15	Ameghino (DAG)
Santa Cruz Norte – Pico Truncado	-	-	-	-

5.7.4.3 Resultados DAG escenario 04

5.7.4.3.1 Contingencias N-1 en transformadores

La Figura 5. 1 representa el transformador asociado a la contingencia N-1, las limitantes que encuentra el escenario 04 y la potencia de generación que es necesario recortar para alcanzar condiciones normales de operación en el sistema. Realizando la comparativa ante los escenarios analizados anteriormente se destaca el escenario 04 como el más perjudicial, alcanzando niveles de sobrecargas mayores y con más cantidad de elementos en condiciones inadmisibles de operación.

El mayor nivel de recordé te potencia se da ante la contingencia del trasformador T1 de la ET Puerto Madryn 500/330/132 kV, siendo necesario un recorte de 250 MW de potencia proveniente de los PEs.

Tabla 5. 26 Resultados de contingencia N-1 en transformadores para escenario 04 (Fuente: elaboración propia).

N-1 TRANSFORMADORES	LIMITANTE	LAT / TRAF0	P. Recortada [MW]	Generación	
PUERTO MADRYN 500/330/132 kV	T1	Sobrecarga	C. Rivadavia – Pico Truncado	250	PEs (Tabla II. 11)
				67	Futalefú
PUERTO MADRYN 330/132/33 kV	T1 60MVA	Sobrecarga	T2 P. Madryn 330/132/33 kV	53	PEs (Tabla II. 12)
	T2 120 MVA	Sobrecarga	T1 P. Madryn 330/132/33 kV C. Rivadavia A1 – Pico Truncado	130	PEs (Tabla II. 13)

S.CRUZ N. 500/132/33 kV	T1 150 MVA	Sobrecarga	T2 S. Cruz Norte 330/132/33 kV T3 S. Cruz Norte 330/132/33 kV	95	PEs (Tabla II. 14)
------------------------------------	---------------	------------	--	----	--------------------

5.7.4.3.2 Contingencia N-1 en LAT

La Tabla 5. 27 representa las sobrecargas asociadas a las contingencias en las LATs y los recortes de potencia asociados para alcanzar condiciones admisibles de operación en el sistema. Los mayores recortes de potencias se obtienen ante la contingencia de las LATs DGPAL-Trelew y CT Patagonia – Comodoro Rivadavia A1.

Tabla 5. 27 Resultados de contingencia N-1 en LAT para escenario 04 (Fuente: elaboración propia).

N-1 LAT	Limitante	LAT / TRAFO	P. Recortada [MW]	Generación
DGPAL- Trelew	Sobrecarga	CT Patagonia - C. Rivadavia A1 C. Rivadavia A1- P. Truncado	110	PEs (Tabla II. 15)
Trelew - Ameghino	Sobrecarga	C. Rivadavia A1- P. Truncado	52	PEs (Tabla II. 16)
Ameghino - Garayalde	Sobrecarga	C. Rivadavia A1- P. Truncado	52	PEs (Tabla II. 17)
Malaspina- CT Patagonia	Sobrecarga	-	-	
CT Patagonia – C. Rivadavia A 1	Sobrecarga	T1 P. Madryn 500/330/132 kV P. Madryn- DGPAL DGPAL- Trelew Trelew -Ameghino Ameghino - Garayalde Garayalde -Malaspina Malaspina- CT Patagonia	115	PEs (Tabla II. 18)
C. Rivadavia A1 –Pico Truncado	Sobrecarga	T1 P. Madryn 500/330/132 kV DGPAL- Trelew	90	PEs (Tabla II. 19)
Santa Cruz Norte – Pico Truncado	Sobrecarga	29 % S. Cruz Norte – P. Truncado (2da Terna)	50	PEs (Tabla II. 20)

5.7.4.4 Resultados DAG escenario 05

5.7.4.4.1 Contingencias N-1 en transformadores

La Tabla 5. 28 representa el transformador asociado a la contingencia N-1, las limitantes que encuentra el escenario 05 y la potencia de generación que es necesario recortar para alcanzar condiciones normales de operación en el sistema. Se puede ver que el escenario es más perjudicial al 04, necesitando mayores recortes en los niveles de potencia para alcanzar condiciones admisibles de operación antes las contingencias estudiadas.

El caso más perjudicial es la contingencia del transformador T1 de la ET Puerto Madryn 500/330/132 kV donde la sobrecarga en la LAT C. Rivadavia – Pico Truncado, hace que se necesiten recortar 150 MW de potencia por parte de los PEs y 253 MW de potencia de la CT Futalefú (ver Tabla 5. 28).

Tabla 5. 28 Resultados de contingencia N-1 en transformadores para escenario 05 (Fuente: elaboración propia).

N-1 TRANSFORMADORES	LIMITANTE	LAT / TRAF0	P. Recortada [MW]	Generación	
PUERTO MADRYN 500/330/132 kV	T1	Sobrecarga	C. Rivadavia – Pico Truncado	150	PEs (Tabla II. 21)
				253	Futalefú
PUERTO MADRYN 330/132/33 kV	T1 60MVA	Sobrecarga	T2 P. Madryn 330/132/33 kV	52	PEs (Tabla II. 22)
	T2 120 MVA	-	-	-	-
S.CRUZ N. 500/132/33 kV	T1 150 MVA	-	-	-	-

5.7.4.4.2 Contingencia N-1 en LAT

La Tabla 5. 29 representa las sobrecargas asociadas a las contingencias en las LATs y los recortes de potencia asociados para alcanzar condiciones admisibles de operación en el sistema. Los mayores recortes de potencias se obtienen ante la contingencia de las LATs DGPAL-Trelew y CT Patagonia – Comodoro Rivadavia A1.

Tabla 5. 29 Resultados de contingencia N-1 en LAT para escenario 05 (Fuente: elaboración propia).

N-1 LAT	Limitante	LAT / TRAF0	P. Recortada [MW]	Generación
DGPAL- Trelew	Sobrecarga	CT Patagonia – C. Rivadavia A 1 C. Rivadavia A1 –Pico Truncado	70	PEs (Tabla II. 23)
Trelew -Ameghino	Sobrecarga	C. Rivadavia A1 –Pico Truncado	45	PEs (Tabla II. 24)
Ameghino - Garayalde	Sobrecarga	C. Rivadavia A1 –Pico Truncado	45	PEs (Tabla II. 25)
Malaspina- CT Patagonia	Sobrecarga	C. Rivadavia A1 –Pico Truncado	5	PEs (Tabla II. 26)
CT Patagonia – C. Rivadavia A 1	Sobrecarga	T1 P. Madryn 500/330/132 kV P. Madryn- DGPAL DGPAL- Trelew Trelew -Ameghino Ameghino - Garayalde Garayalde -Malaspina Malaspina- CT Patagonia	80	PEs (Tabla II. 27)
C. Rivadavia A1 – Pico Truncado	Sobrecarga	T1 PMADRYN 500/330/132 Kv DGPAL-TRELEW TRELEW-AMEGHINO AMEGHINO-GARAYALDE	65	PEs (Tabla II. 28)
Santa Cruz Norte – Pico Truncado	Sobrecarga	05 % SCRUIZORTE - PTRUNCADO (2da terna)	10	PEs (Tabla II. 29)

5.7.4.5 Resumen de resultados

A continuación, se resume el análisis de los resultados obtenidos y se detalla la potencia total que es necesario recortar según el tipo de tecnología de generación para cada una de las contingencias planteadas y para cada escenario propuesto.

La Figura 5. 42 refleja las potencias de las RAG para contingencias N-1 en transformadores mientras que la Figura 5. 43 expone los resultados ante contingencias en las LAT. Se destaca que, en los gráficos se suman los recortes de potencia de la Tabla 5. 19, los cuales permitieron redefinir los escenarios base para el posterior análisis en N-1.

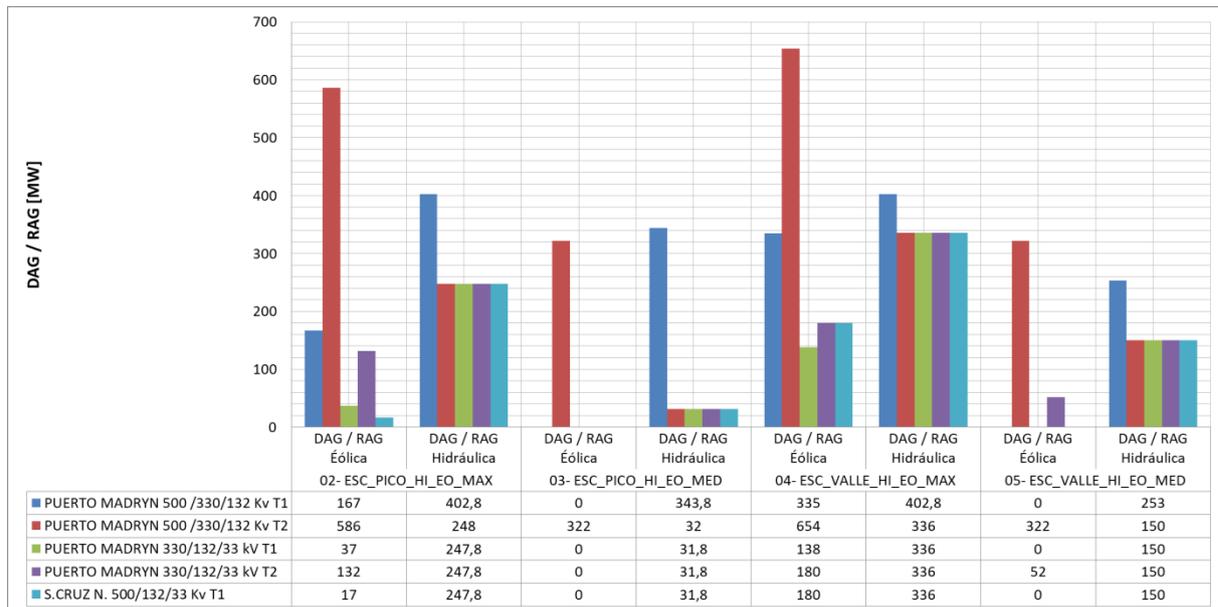


Figura 5. 42 Sumatoria de potencias de RAG según tecnología para contingencias de transformadores en los distintos escenarios de carga (Fuente: elaboración propia).

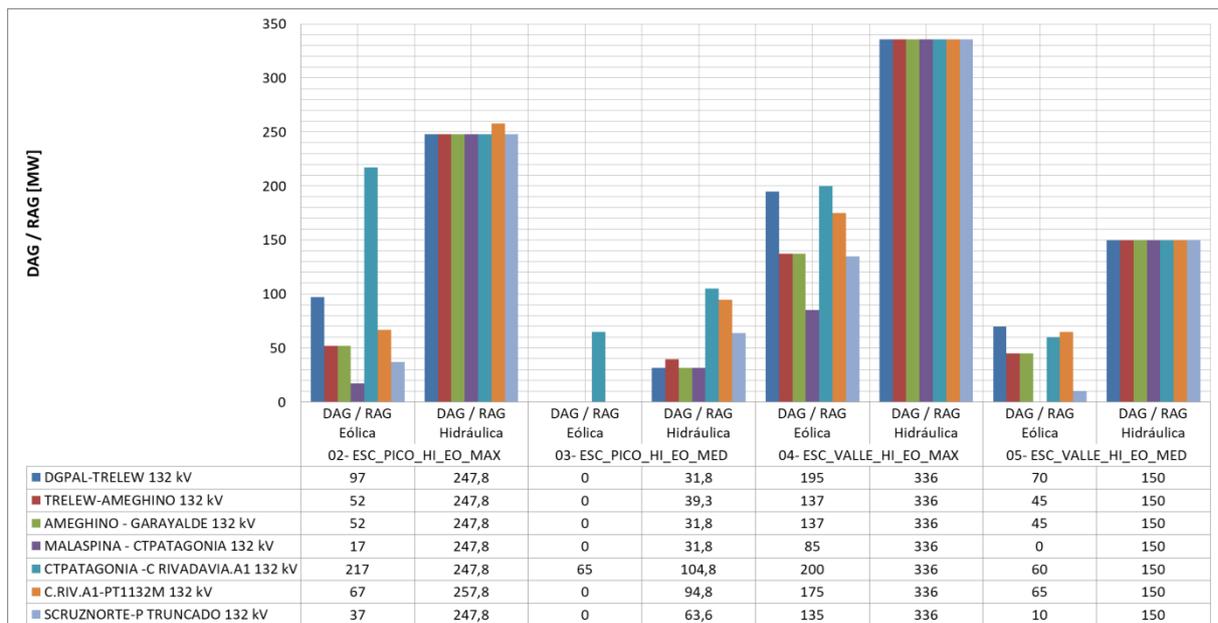


Figura 5. 43 Sumatoria de potencias de RAG según tecnología para contingencias de LAT en los distintos escenarios de carga (Fuente: elaboración propia).

Del análisis de los resultados exhibidos en la Figura 5. 42 y Figura 5. 43, se puede inferir que el mayor vertido de potencia se presenta ante la contingencia en el transformador T2 de la ET Puerto Madryn de 500/330/132 kV, dado que el sistema quedaría operando en isla, sin demanda asociada a las barras, por lo que es necesario desconectar todos los PEs aguas debajo de la ET. Los PEs implicados en la DAG son: Loma Blanca I, II, III IV y VI; Puerto Madryn I y II; Chubut IV, totalizando 569 MW de potencia en los escenarios donde el factor de simultaneidad es máximo y 322 MW cuando los PEs despachan su potencia media.

Por otra parte, la pérdida del T1 de la ET Puerto Madryn de 500/330/132 kV provoca un importante recorte de potencia por parte de las CHs Futalefú y Ameghino debido a que todo el flujo de potencia generado por estas centrales se canaliza a través de la ET Puerto Madryn de 500/330/132 kV y, además, el análisis prioriza el recorte de este tipo de tecnología ante la potencia generada por los PEs.

Sumando las potencias recortadas de todas las contingencias en TPs y LAT para cada escenario de carga se obtiene la Figura 5. 44, donde se observa que el escenario más perjudicial es el 04, seguido del 02. Realizando una comparativa entre las contingencias en LATs y TPs se observa que en todos los escenarios la sumatoria de potencia de recorte ante las pérdidas de los TPs es muy superior a la de las salidas de servicio de LATs, alcanzando una relación de 3 veces en el escenario 03. Los elevados niveles de aplicación de DAG/RAG se deben principalmente a la pérdida de transformadores de potencia en el sistema, ya que estas contingencias imposibilitan la exportación de energía por parte de los PEs.

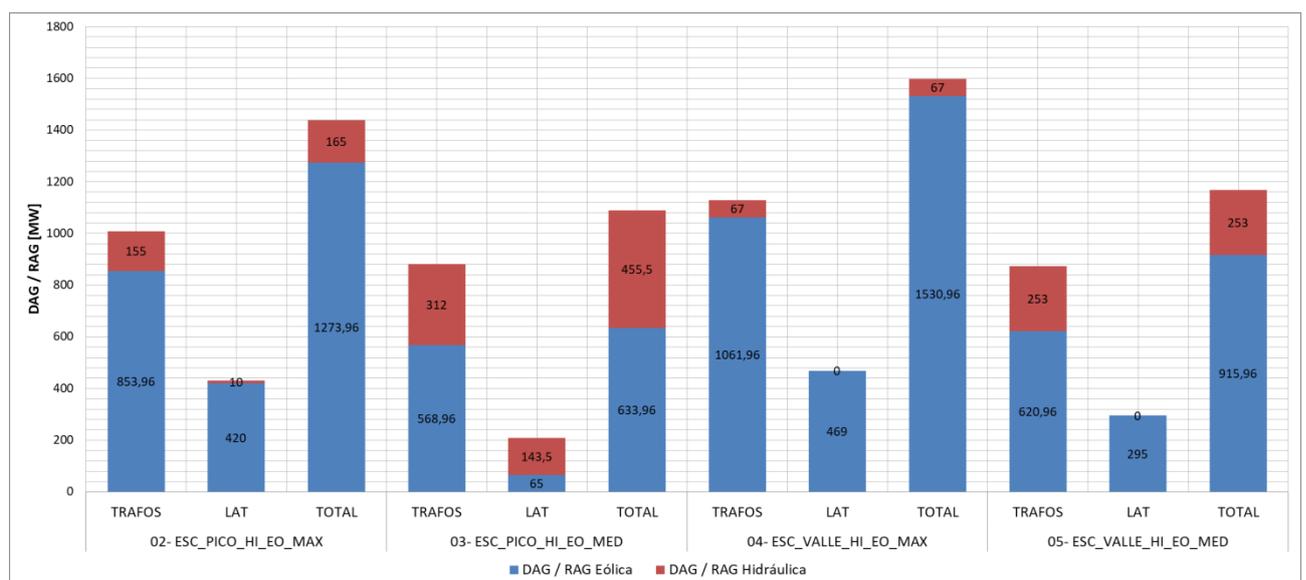


Figura 5. 44 Sumatoria de recorte de DAG/RAG del total de las contingencias planteadas en transformadores y LAT para cada escenario de carga (Fuente: elaboración propia)

Es de destacar que, los escenarios en donde la potencia despachada de los PEs se efectúa a potencia media, son los menos perjudicados ante los recortes de RAG/DAG, siendo el escenario 03 el más favorable.

CAPÍTULO 5

Planteo de obras de infraestructura eléctrica

6. Capítulo 5: Obras de infraestructura eléctrica

6.1 Generalidades

Hasta el momento se han realizado estudios de flujos de potencia para diversos escenarios de demanda/generación en el subsistema de transmisión de la región Patagónica, lo que permite detectar puntos críticos de operación de la red que impiden su correcto desempeño ante despacho de generación eólica.

Para subsanar los inconvenientes que la red presenta ante los escenarios de carga más exigentes se plantea la intervención de la generación hidráulica y eólica existente en el subsistema, reduciendo su consigna de despacho de potencia de manera tal que se pueda garantizar la operación del sistema de transmisión en condición de red N. Posteriormente, se analiza la red en condición N-1 donde se vislumbra que el recorte de potencia por parte de la generación es considerablemente mayor.

En el presente capítulo se pretende analizar el subsistema ante el ingreso de obras de infraestructura en el sistema de transmisión, con la finalidad de facilitar la evacuación de potencia generada por los PEs, evitando que se produzcan sobrecargas en el sistema y garantizando condiciones admisibles de operación en condición de red N para todos los escenarios de demanda/generación planteados, buscando evitar el vertido eólico. Luego, se lleva a cabo el análisis en N-1 para, finalmente, comparar el recorte de potencia ante los escenarios con DAG aplicadas vs escenarios con obras de infraestructura eléctrica.

6.2 Propuestas de Obras de infraestructura eléctrica

El análisis del comportamiento de la red, para cada escenario ante el ingreso en conjunto de todos los PEs que se encuentran proyectados, demuestra que las principales restricciones en la evacuación de potencia se dan en los siguientes elementos del subsistema:

1. LAT 132 kV Comodoro Rivadavia A1 – Pico Truncado
2. LAT 132 kV CT. Patagonia – Comodoro Rivadavia A1
3. LAT 132 kV P. Madryn – DGPAL
4. LAT 132 kV DGPAL - Trelew
5. ET Puerto Madryn 330/132/33 kV – Transformador T1 120 MVA
6. ET Puerto Madryn 500/330/33 kV - Transformador 450 MVA

Estas restricciones provocan gran parte del vertido eólico, generando altos niveles de ENS, por lo que es necesario intervenir el sistema con obras de infraestructura eléctrica que permitan evitar la ENS y garantizar condiciones admisibles de operación ante cualquier escenario

de demanda/generación. Estas obras no solo deberán representar una solución técnicamente aceptable sino que, además, tendrán que satisfacerse desde el punto de vista económico. Para ello, se valorizan las obras eléctricas propuestas y se compara con la ENS provocada por el vertido eólico, tanto para condiciones de red N como en N-1.

Las obras propuestas se resumen a continuación:

1. Construcción de una segunda LAT en 132 kV paralela a la LAT 132 kV Comodoro Rivadavia A1 – Pico Truncado.
2. Construcción de una segunda LAT en 132 kV paralela a la LAT 132 kV CT. Patagonia – Comodoro Rivadavia A1
3. Construcción de una segunda LAT en 132 kV paralela a la LAT 132 kV P. Madryn – DGPAL.
4. Construcción de una segunda LAT en 132 kV paralela a la LAT 132 kV DGPAL – Trelew.
5. Repotenciación de ET Puerto Madryn 330/132/33 kV. Se reemplaza el T1 330/132/33 kV de 60 MV por uno de 120 MVA de las mismas características al T2. De esta manera se eleva la potencia de la ET de 180 MVA a 240 MVA.
6. Repotenciación de ET Puerto Madryn 500/330/33 kV. Se agrega un transformador de 450 MVA en paralelo con el existente.
7. Se agrega un banco Shunt de capacitores 150 MVar en barra de 500 kV Puerto Madryn.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan las obras de infraestructura modeladas en el subsistema de transmisión patagónico.

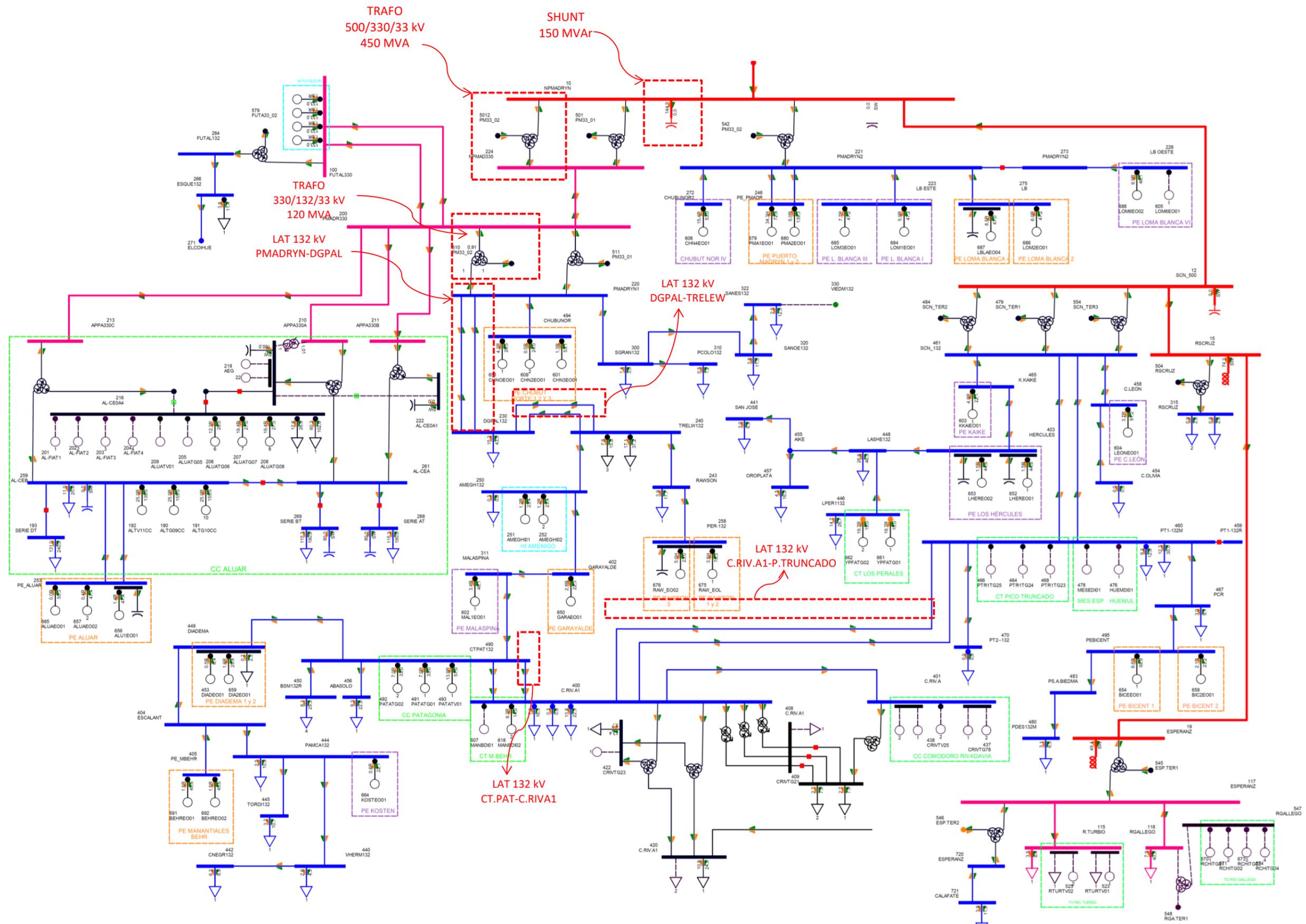


Figura 6. 1 Modelado del subsistema con obras de infraestructura eléctrica (Fuente: elaboración propia).

6.1.1 Características técnicas de las obras

En el caso de las LAT de 132 kV, se consideran como parámetros eléctricos los valores de impedancia de las LAT existentes suponiendo que los conductores tendrán las mismas características de tendido y tendrán la misma sección y longitud.

En cuanto a la repotenciación de las ETs, los dos transformadores propuestos serán de la misma potencia y de igual características técnicas de los transformadores existentes, vale aclarar, que tendrán los mismos parámetros eléctricos relacionados a: relación de transformación, tensión de cortocircuito y pérdidas en vacío y en cortocircuito.

En las Figura 6. 2 a Figura 6. 3 se exponen los parámetros eléctricos de los elementos modelados en el subsistema de transmisión:

The screenshot shows the 'Branch Data Record' dialog box for a 132 kV branch. It is divided into several sections:

- Basic Data:** From Bus Number (400), From Bus Name (C.RIV.A1 132,00), In Service (checked), To Bus Number (460), To Bus Name (PT1-132M 132,00), Metered on From end (unchecked), Branch ID (8), Branch Type (3 - Branch).
- Branch Data:** Line R (pu) 0,150700, Line X (pu) 0,356400, Charging B (pu) 0,060280, Rate A (I as MVA) 91,4, Rate B (I as MVA) 91,4, Rate C (I as MVA) 91,4, Line G From (pu) 0,000000, Line B From (pu) 0,000000, Line G To (pu) 0,000000, Line B To (pu) 0,000000, Length 138,000.
- Owner Data:** Owner 1, Fraction 1,000; Owner 0, Fraction 1,000; Owner 0, Fraction 1,000.
- MDV Data:** MDV Protection Mode (Not a protected branch), MDV Rated Current (kA) 0,00.
- Zero Seq G From (pu):** 0,000000
- Zero Seq B From (pu):** 0,000000
- Zero Seq G To (pu):** 0,000000
- Zero Seq B To (pu):** 0,000000

Figura 6. 2 Parámetros eléctricos de LAT 132 kV C. Rivadavia A1 – P. Truncado (Fuente: elaboración propia)

The screenshot shows the 'Branch Data Record' dialog box for a 132 kV branch. It is divided into several sections:

- Basic Data:** From Bus Number (400), From Bus Name (C.RIV.A1 132,00), In Service (checked), To Bus Number (490), To Bus Name (CTPAT132 132,00), Metered on From end (checked), Branch ID (1), Branch Type (3 - Branch).
- Branch Data:** Line R (pu) 0,003840, Line X (pu) 0,015050, Charging B (pu) 0,003510, Rate A (I as MVA) 169,0, Rate B (I as MVA) 169,0, Rate C (I as MVA) 169,0, Line G From (pu) 0,000000, Line B From (pu) 0,000000, Line G To (pu) 0,000000, Line B To (pu) 0,000000, Length 6,900.
- Owner Data:** Owner 1, Fraction 1,000; Owner 0, Fraction 1,000; Owner 0, Fraction 1,000.
- MDV Data:** MDV Protection Mode (Not a protected branch), MDV Rated Current (kA) 0,00.
- Zero Seq G From (pu):** 0,000000
- Zero Seq B From (pu):** 0,000000
- Zero Seq G To (pu):** 0,000000
- Zero Seq B To (pu):** 0,000000

Figura 6. 3 Parámetros eléctricos de LAT 132 kV CT Patagonia – C. Rivadavia A1 (Fuente: elaboración propia)

Figura 6. 4 Parámetros eléctricos de LAT 132 kV P.Madryn – DGPAL (Fuente: elaboración propia)

Figura 6. 5 Parámetros eléctricos de LAT 132 kV DGPAL – Trelew (Fuente: elaboración propia)

Figura 6. 6 Parámetros eléctricos Transformador T3 450 MVA ET Puerto Madryn 500/330/120 kV (Fuente: elaboración propia)

The dialog box is titled "Three Winding Transformer Data Record". It is divided into several sections:

- Basic Data:** W1 Bus (10), Winding 1 Bus Name (NPMADRYN), In Service (All in-service), W2 Bus (224), Winding 2 Bus Name (NPMAD330), Non-metered End (224), W3 Bus (5012), Winding 3 Bus Name (PM33_02), 33,000, Branch ID (1), Transformer Name, Vector Group.
- I/O Data:** Winding I/O Code (2 - Winding voltage (kV)), Impedance I/O Code (2 - Z (winding kV winding MVA)), Admittance I/O Code (1 - Y (system base)).
- Transformer Impedance Data:** W1-2 R (pu) (0.000000), W1-2 X (pu) (0.121050), W2-3 R (pu) (0.000000), W2-3 X (pu) (0.285930), W3-1 R (pu) (0.000000), W3-1 X (pu) (0.431505), Magnetizing G (pu) (0.000000), Magnetizing B (pu) (0.000000).
- Transformer Data:** Winding 1-2 MVA Base (450,000), Winding 1 Nominal kV (500,000), Winding 2-3 MVA Base (450,000), Winding 2 Nominal kV (330,000), Winding 3-1 MVA Base (450,000), Winding 3 Nominal kV (33,000), Star Point Bus Voltage (1,0268), Star Point Bus Angle (53,4).
- Owner Data:** Owner (10), Fraction (1,000), Select buttons for Owner and Fraction.
- Winding 1 Data:** Tap (R1) (450,000), Nom V1 (500,000), Angle 1 (0,00), Rate A (450,0), Rate B (450,0), Rate C (450,0), Imp Tbl (0), Nom R1 (0,00000), Nom X1 (0,02962), Adj R1 (0,00000), Adj X1 (0,02962), Control Bus (NTPS 1), Ctl Side (1), Ctl Mode (1), Auto Adj (1), Rmax1 (950,00000), Rmin1 (450,00000), Vmax1 (1,10000), Vmin1 (0,90000), Comp R1 (0,00000), Comp X1 (0,00000).
- Winding 2 Data:** Tap (R2) (310,000), Nom V2 (330,000), Angle 2 (0,00), Rate A (450,0), Rate B (450,0), Rate C (450,0), Imp Tbl (0), Nom R2 (0,00000), Nom X2 (-0,00272), Adj R2 (0,00000), Adj X2 (-0,00272), Control Bus (NTPS 2), Ctl Side (0), Ctl Mode (0), Auto Adj (0), Rmax2 (1,10000), Rmin2 (0,90000), Vmax2 (1,10000), Vmin2 (0,90000), Comp R2 (0,00000), Comp X2 (0,00000).
- Winding 3 Data:** Tap (R3) (33,000), Nom V3 (33,000), Angle 3 (0,00), Rate A (100,0), Rate B (100,0), Rate C (100,0), Imp Tbl (0), Nom R3 (0,00000), Nom X3 (0,06627), Adj R3 (0,00000), Adj X3 (0,06627), Control Bus (NTPS 3), Ctl Side (1), Ctl Mode (0), Auto Adj (0), Rmax3 (1,10000), Rmin3 (0,90000), Vmax3 (1,10000), Vmin3 (0,90000), Comp R3 (0,00000), Comp X3 (0,00000).

Figura 6. 7 Parámetros eléctricos Transformador T2 120 MVA ET Puerto Madryn 330/132/33 kV (Fuente: elaboración propia)

The dialog box is titled "Fixed Shunt Data Record". It has two tabs: "Power Flow" and "Short Circuit".

- Basic Data:** Bus Number (10), Bus Name (NPMADRYN 500,00), Fixed Shunt ID (1), In Service (checked).
- Fixed Shunt Data:** G-Shunt (Mw) (0,00), B-Shunt (Mvar) (150,00).

Figura 6. 8 Bancho Shunt (Fuente: elaboración propia)

6.3 Nuevos escenarios BASE

Con las nuevas obras de infraestructura eléctrica modeladas en el sistema de transmisión, se realiza el redespacho de las CTs en los escenarios base de la sección “5.4 Definición de escenarios de estudio” con la finalidad de lograr condiciones admisibles de operación. A partir de los cinco nuevos escenarios base se ejecutan nuevamente los estudios en estado estacionario a fines de verificar el correcto desempeño del sistema.

01CO- PICO_BASE_OBRAS

- Demanda pico verano 20/21.
- Modelado de nuevas obras eléctricas.
- Generación hidráulica al mínimo admisible.
- Generación eólica a cero.
- Generación térmica mínima para abastecer el caso.

02CO- PICO_BASE_HIDRO_EOL_EX_MAXIMO_OBRAS

- Demanda pico verano 20/21.
- Modelado de nuevas obras eléctricas.
- Generación hidráulica al máximo
- Generación eolia a potencia máxima simultánea según FS_1 .
- Generación térmica del escenario PICO_BASE_OBRAS.

03CO- PICO_BASE_HIDRO_EOL_EX_MEDIO_OBRAS

- Demanda pico verano 20/21.
- Modelado de nuevas obras eléctricas
- Generación hidráulica al máximo
- Generación eolia a potencia media.
- Generación térmica del escenario PICO_BASE_OBRAS.

04CO- ESC_VALLE_HI_EO_MAX_OBRAS

- Demanda valle verano 20/21.
- Generación hidráulica al máximo
- Modelado de nuevas obras eléctricas
- Generación eolia a potencia máxima simultánea según FS_1
- Generación térmica del escenario PICO_BASE_OBRAS.

05CO- ESC_VALLE_HID_EO_MED_OBRAS

- Demanda valle verano 20/21.
- Modelado de nuevas obras eléctricas
- Generación hidráulica al máximo
- Generación eolia a potencia media
- Generación térmica del escenario PICO_BASE_OBRAS.

6.4 Estudio en estado estacionario escenarios con obras

A partir de los nuevos escenarios definidos se realiza el estudio en estado estacionario tanto para red en condición N como para N-1 siguiendo los mismos lineamientos desarrollados en los apartados “5.7.1 Red en condición N” y “5.7.3 Red en condición N-1” del capítulo 4.

En el flujograma de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presenta la secuencia de actividades desarrolladas con el agregado de la segunda alternativa de solución, donde se tiene en cuenta el modelado de las nuevas obras de infraestructura eléctrica en el sistema de transmisión y los estudios en estado estacionario tanto para condición de red N como en condición N-1.

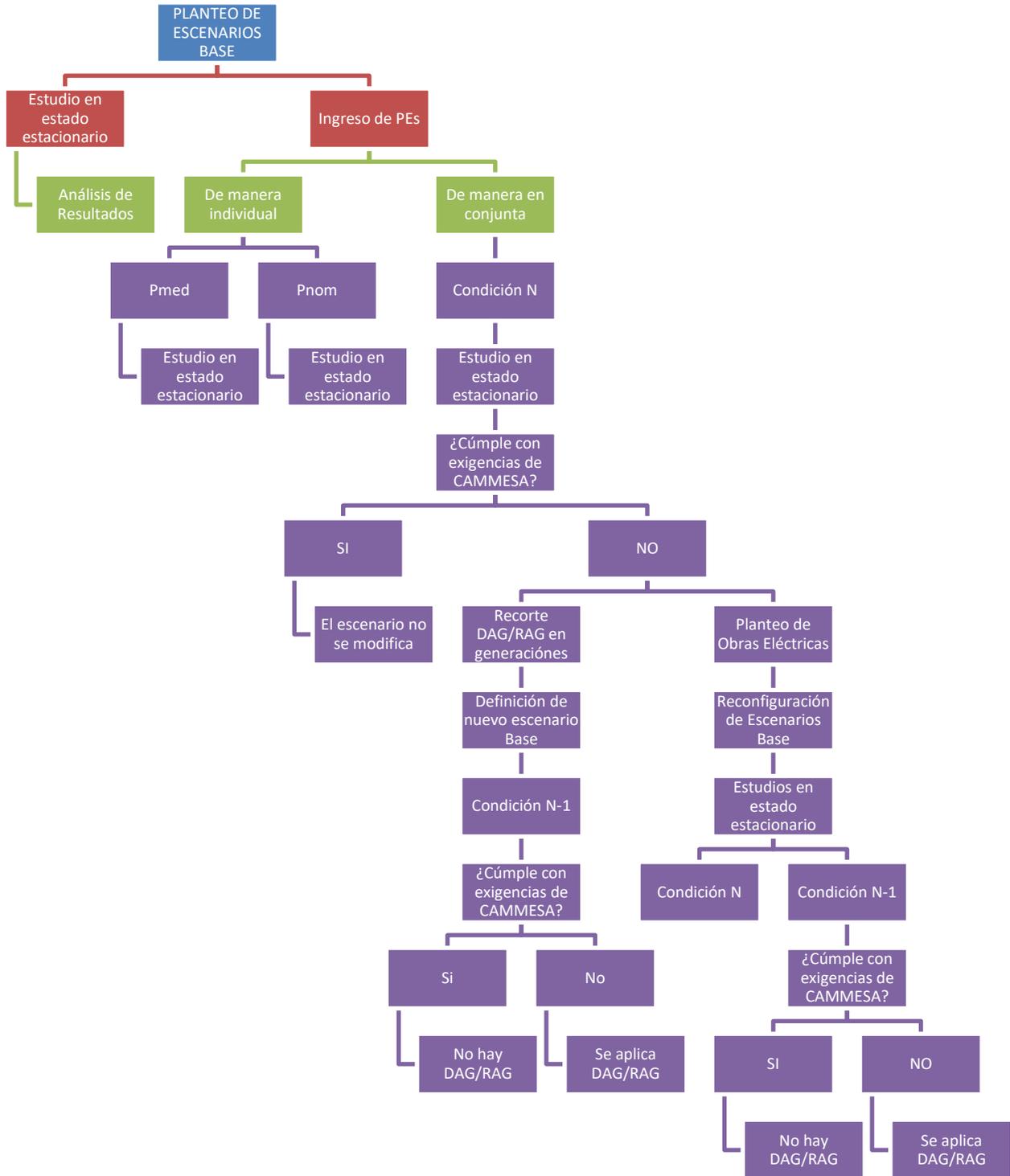


Figura 6. 9 Flujoograma de actividades desarrolladas según alternativa de solución con obras de infraestructura eléctrica (Fuente: Elaboración propia).

6.3.1 Red en condición N

6.3.1.1 Resultados de escenarios base

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se resumen los resultados obtenidos del comportamiento de la red para los escenarios base. Es de destacar que se estudian los perfiles de tensión en barras de 500 kV, 330 kV, 220 kV y 132 kV, como así también el estado de carga en TPs y LATs.

Tabla 6. 1 Resultados de escenarios base con obras (Fuente: Elaboración propia).

Condición	ESCENARIOS BASE CON OBRAS				
	01CO	02CO	03CO	04CO	05CO
Tensiones dentro de los márgenes	SI	SI	SI	SI	SI
Sobrecarga en Transformadores	NO	NO	NO	NO	NO
Sobrecarga en LATs	NO	NO	NO	NO	NO

Del análisis de los resultados, se puede concluir que, el desarrollo de las obras propuestas impacta de manera favorable en el sistema de transmisión, permitiendo al subsistema de potencia mantenerse dentro de los rangos de operación admitidos por el encargado de despacho del sistema interconectado.

6.3.1.2 Ingreso de PEs En Proyecto en conjunto

A continuación, se exponen los resultados del comportamiento de la red ante el ingreso en conjunto de PEs a potencia media y máxima según el FS_2 .

En lo que respecta al estado de carga en TPs, en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y Figura 6. 13 **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presenta la comparativa entre la cargabilidad de los TPs de las ET Puerto Madryn 500/330/132 kV y ET Puerto Madryn 330/132/33 kV, frente a la respuesta del sistema en los escenarios con y sin obras de infraestructura eléctrica.

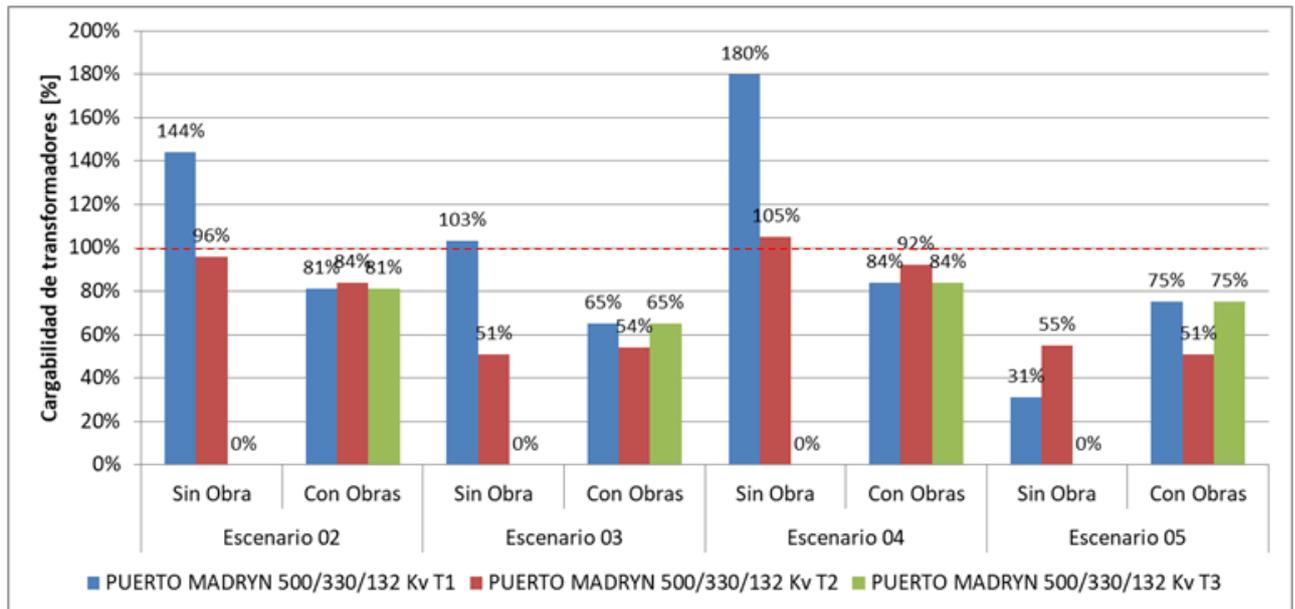


Figura 6. 10 Cargabilidad de transformadores de ET Puerto Madryn 500/330/132 kV ante el ingreso en conjunto de PEs en escenarios Sin Obras y Con Obras (Fuente: Elaboración Propia).

La repotenciación de la ET Puerto Madryn 500/330/132 kV permite subsanar cualquier tipo de sobrecarga que se presenta ante cualquier escenario con ingreso conjunto de los PEs. Se destaca una reducción de 63% de carga del T1 en el escenario 02CO, pasando del 144% de carga en la condición sin obras a una cargabilidad de 81% ante el ingreso de un tercer transformador de 450 MVA en paralelo (T3). En todos los casos el reparto de potencia de los transformadores T1 y T3 que funcionan en paralelo es equitativo debido a que cuentan con la misma tensión de cortocircuito.

El alivio de carga más relevante con respecto a la sollicitación del transformador T1 se da para el escenario 04CO, donde la reducción de potencia es de 96%, quedando con una cargabilidad del 84% cuando se modelan las obras eléctricas en el sistema. Por otra parte, y para el mismo escenario en mención, se logra disminuir el estado de carga del transformador T2 el cuál se encontraba sobrecargado un 5%. Este alivio se produce a partir de que el conjunto de PEs que canalizan su potencia a través del TP, y aportan menor potencia reactiva para intentar mantener los niveles de tensión mínimos admisibles en la barra de 500 kV de Puerto Madryn gracias al ingreso del banco Shunt de 150 MVar en dicho nodo.

La Figura 6. 11 representa el flujo de potencia para el escenario 02 ante el ingreso de potencia de los PEs y considerando el FS_2 , mientras que en la Figura 6. 12 se representa el escenario 04CO ante la misma potencia de generación. Las sobrecargas en los elementos del sistema se representan en color anaranjado y los nodos con perfiles de tensión fuera de los límites admisibles se muestran en color verde.

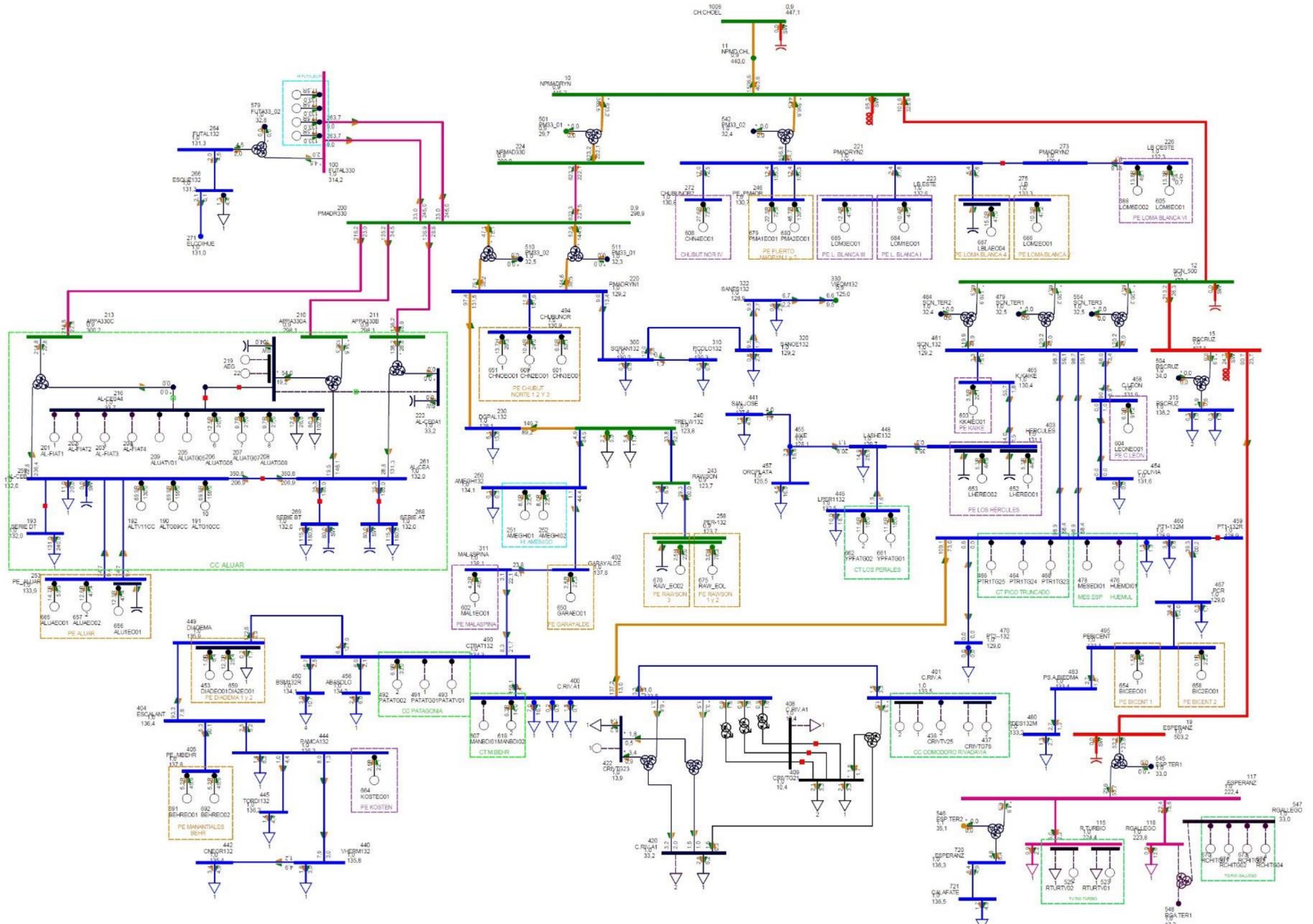


Figura 6. 11 Flujo de potencia de escenario 04 ante el ingreso de PEs a potencia nominal y factor de simultaneidad FS2 (Fuente: elaboración propia).

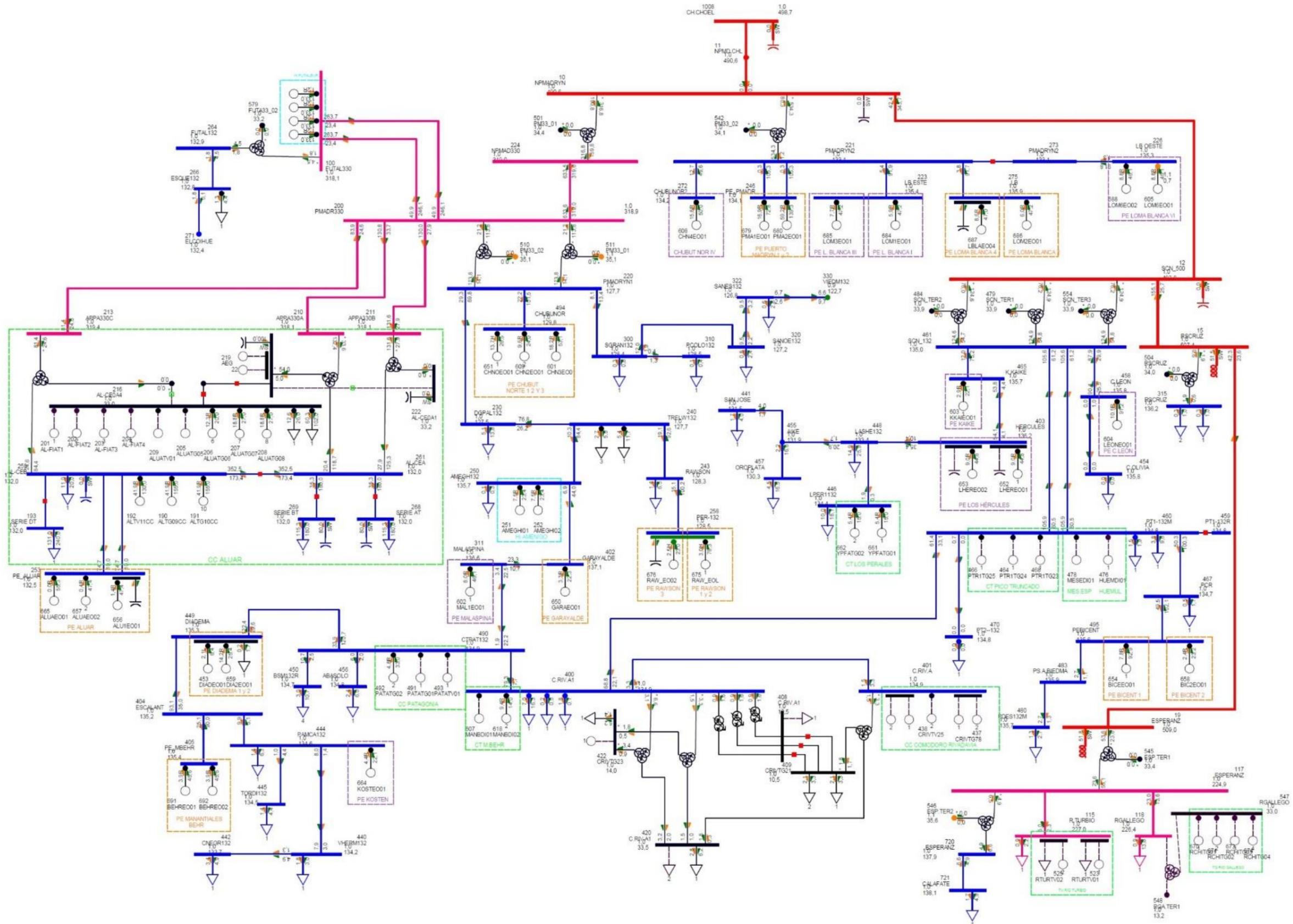


Figura 6. 12 Flujo de potencia de escenario 04CO ante el ingreso de PEs a potencia nominal y factor de simultaneidad FS2 (Fuente: elaboración propia).

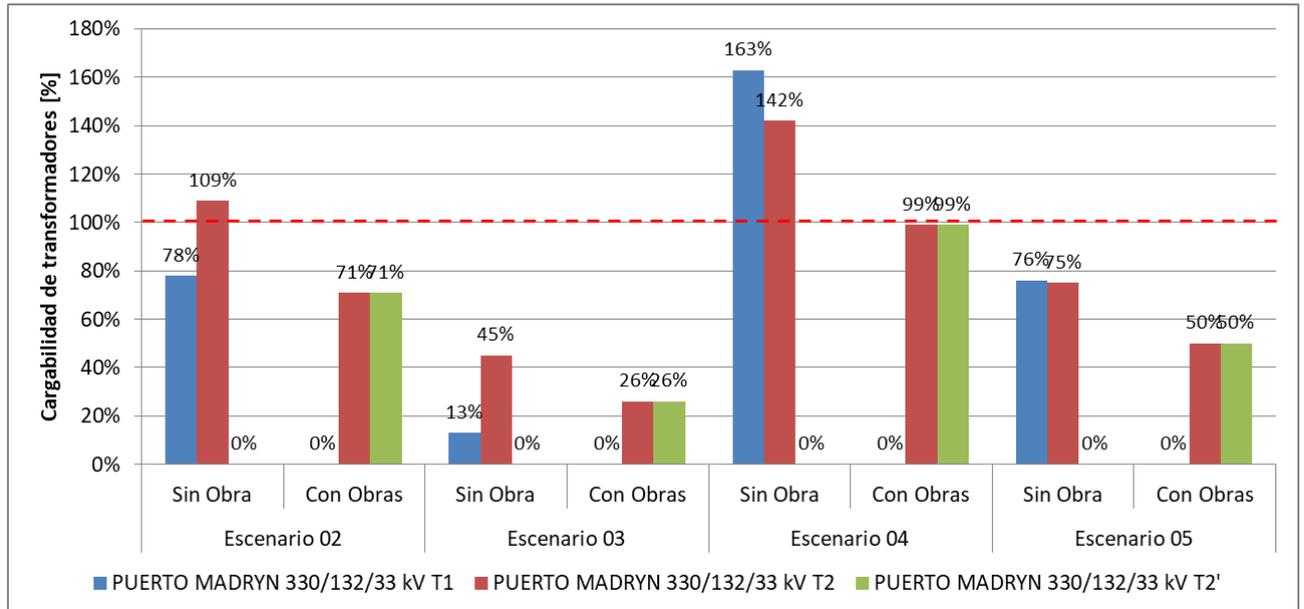


Figura 6. 13 Cargabilidad de transformadores de ET Puerto Madryn 330/132/33 kV ante el ingreso en conjunto de PEs en escenarios Sin Obras y Con Obras (Fuente: Elaboración Propia).

En lo que respecta a la ET Puerto Madryn 330/132/33 kV, se puede inferir que su repotenciación permite eliminar cualquier sobrecarga que pueda darse ante el ingreso en conjunto de todos los PEs para los distintos escenarios de demanda/generación.

En el escenario 02CO se reduce en un 38% la carga del transformador T2' pasando del 109% en el escenario sin obra a un 71% de carga cuando se repotencia la ET y la distribución de potencia entre el transformador T1 y T2' es equitativa debido a que ambos transformadores presentan las mismas características técnicas.

En el escenario 04 se alcanza una reducción del 43% de carga en el transformador T2 quedando levemente por debajo de su plena potencia, evitándose una sobrecarga del transformador actual T1 de 64%.

Con respecto a la cargabilidad de las LATs del sistema en estudio en las Figura 6. 14, Figura 6. 15, Figura 6. 16 y Figura 6. 17, se presenta la comparativa entre el estado de carga ante escenarios con o sin obras de infraestructura eléctrica.

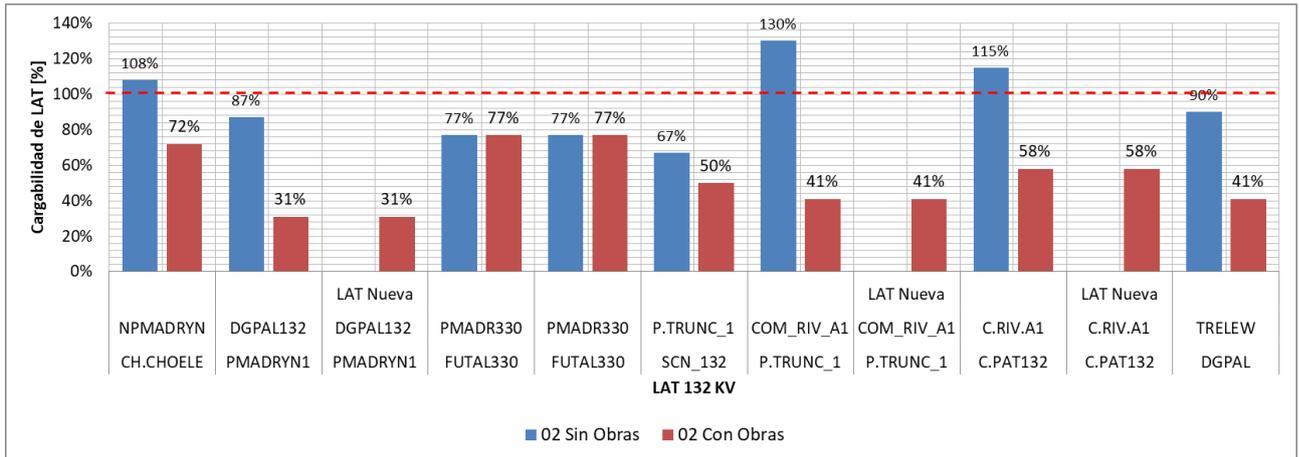


Figura 6. 14 Cargabilidad LATs escenario 02 Sin obras y Con obras ante el ingreso en conjunto de PEs (Fuente: Elaboración Propia).

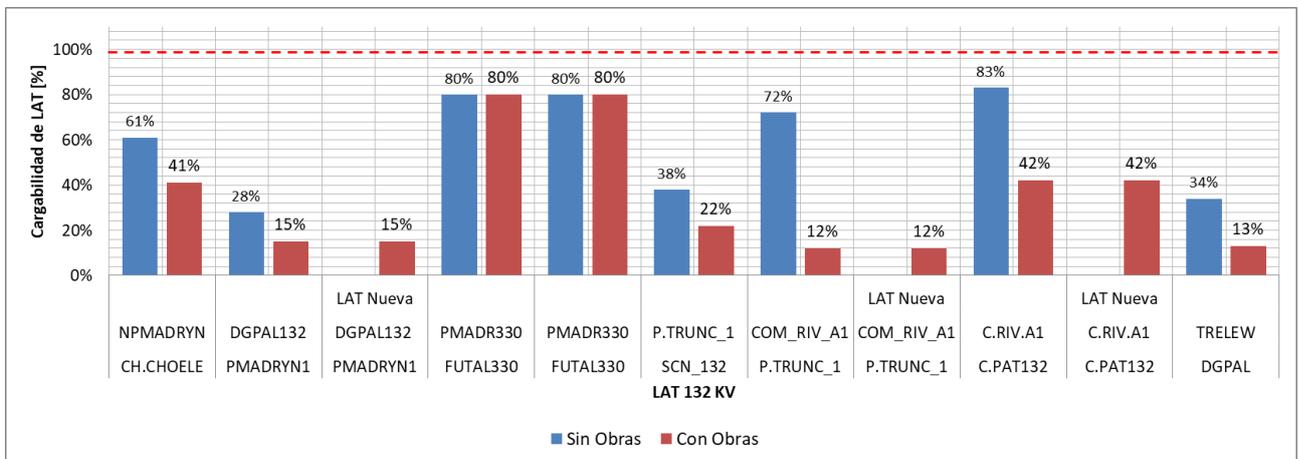


Figura 6. 15 Cargabilidad LATs escenario 03 Sin obras y Con obras ante el ingreso en conjunto de PEs (Fuente: Elaboración Propia).

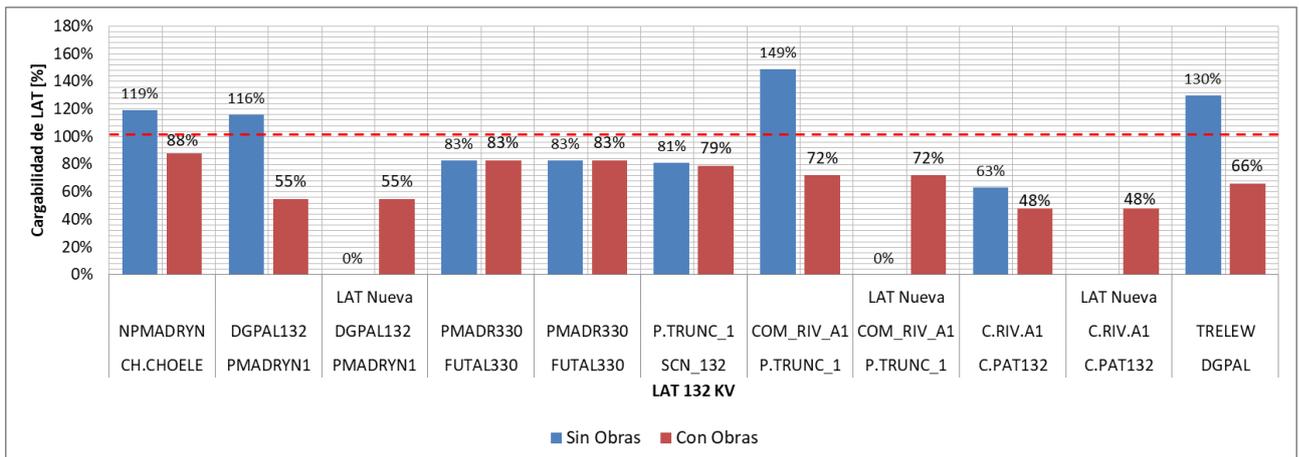


Figura 6. 16 Cargabilidad LATs escenario 04 Sin obras y Con obras ante el ingreso en conjunto de PEs (Fuente: Elaboración Propia).

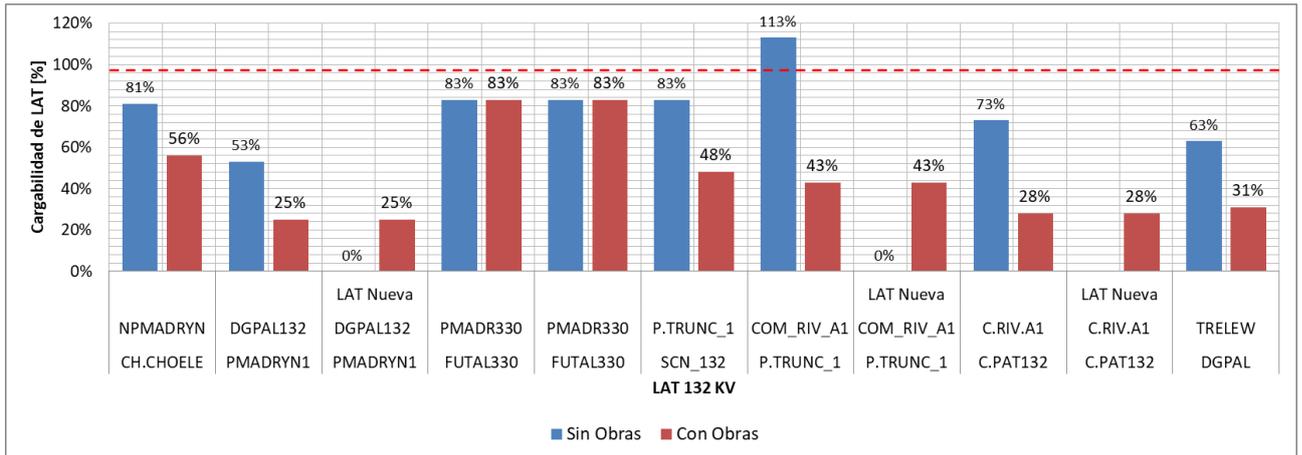


Figura 6. 17 Cargabilidad LATs escenario 05 Sin obras y Con obras ante el ingreso en conjunto de PEs (Fuente: Elaboración Propia).

Los gráficos de cargabilidad de LAT dejan entrever que con el ingreso de una segunda terna en paralelo produce un alivio de carga considerable en las LAT más cargadas, eliminando importantes sobrecargas incluso en los escenarios más severos, como lo son el escenario 02 y 04. Como era de esperarse, la cargabilidad de las dobles ternas son idénticas dado que se han considerado los mismos parámetros eléctricos y longitudes.

Por otra parte, el hecho de que las LAT sean consideradas como doble ternas hacen que el sistema pueda seguir operando en forma anillada entre las ET's Puerto Madryn 330/132/33 kV y ET Santa Cruz Norte 500/132/33 kV ante una eventual salida de servicio de una de las LAT de 132 kV (condición N-1).

6.3.2 Red en condición N-1

En esta sección se analiza el impacto que provoca sobre el sistema de transporte y el área de influencia los nuevos proyectos planteados. Se plantea la salida de servicio de los mismos elementos estudiados en el capítulo 4 para observar el comportamiento de la red con las nuevas obras de infraestructura eléctrica modeladas (ver Figura 5. 40).

En los casos donde la salida de algún elemento del sistema no satisfaga los límites admitidos en Los Procedimientos de CAMMESA para el estado de alerta, se forzará al recorte o desconexión de las unidades generadoras necesarias para cumplir con las condiciones admisibles.

6.3.2.1 Resultados RAG/DAG para escenario 02CO

6.3.2.1.1 Contingencias N-1 en transformadores

La Tabla 6. 2 representa el transformador asociado a la contingencia N-1, las limitantes que encuentra el escenario 02CO y la potencia de generación que es necesario recortar para

alcanzar condiciones normales de operación en el sistema. El mayor recorte de potencia se obtiene ante la contingencia del transformador T1 de la ET Puerto Madryn 500/330/132 kV necesitando un recorte total de potencia de 290 MW proveniente de la CT Futalefú.

Se puede ver que en relación al escenario 02, la pérdida del transformador T2 de la ET Puerto Madryn 330/132/33kV se reducen 100 MW de recorte de potencia proveniente de los PEs en el escenario 02CO, ante la misma contingencia analizada.

Tabla 6. 2 Resultados de contingencia N-1 de transformadores en escenario 02CO (Fuente: elaboración propia).

N-1 TRANSFORMADORES		LIMITANTE	LAT / TRAF0	P. Recortada [MW]	Generación
PUERTO MADRYN 500 /330/132 Kv	T1	Sobrecarga	T3 P. Madryn 500/132/33 kV	290	Futalefú
	PUERTO MADRYN 330/132/33 kv	T1 120MVA	Sobrecarga	T2 P. Madryn 330/132/33 kV	33
T2 120 MVA		Sobrecarga	T2 P. Madryn 330/120/33KV	15	PEs (Tabla III. 1)
S.CRUIZ NORTE 500/132/33 Kv	T1 120 MVA	-	-	33	Ameghino
				15	PEs(Tabla III. 2)
				-	-

6.3.2.1.2 Contingencias N-1 en LAT

No se requieren recortes de generación en condición N-1 para las contingencias analizadas.

6.3.2.2 Resultados RAG/DAG para escenario 03CO

6.3.2.2.1 Contingencias N-1 en transformadores

La Tabla 6. 3 representa el transformador asociado a la contingencia N-1, las limitantes que encuentra el escenario 03CO y la potencia de generación que es necesario recortar para alcanzar condiciones normales de operación en el sistema.

La única contingencia que provoca condiciones inadmisibles de operación en el sistema asociadas a sobrecargas es la ausencia del transformador T1 de la ET Puerto Madryn 500/330/132 kV, donde es necesario un recorte de 83 MW de potencia de la CT Futalefú para alcanzar condiciones admisibles de operación. Para la misma contingencia analizada, en el escenario 02 se necesitan 312 MW de recorte de potencia eólica.

Tabla 6. 3 Resultados de contingencia N-1 de transformadores en escenario 03CO (Fuente: elaboración propia).

N-1 TRANSFORMADORES		LIMITANTE	LAT / TRAF0	P. Recortada [MW]	Generación
PUERTO MADRYN 500/330/132 Kv	T1	Sobrecarga	T3 P. Madryn 500/132/33 kv	83	Futalefú
PUERTO MADRYN 330/132/33 kv	T2 120 MVA	-	-	-	-
	T2 120 MVA	-	-	-	-
S.CRUZ N. 500/132/33 Kv	T1 150 MVA	-	-	-	-

6.3.2.2.1 Contingencias N-1 en LAT

No se requieren recortes de generación en condición N-1 para las contingencias analizadas.

6.3.2.2 Resultados RAG/DAG para escenario 04CO

6.3.2.2.1 Contingencias N-1 en transformadores

La Tabla 6. 4 representa el transformador asociado a la contingencia N-1, las limitantes que encuentra el escenario 03CO y la potencia de generación que es necesario recortar para alcanzar condiciones normales de operación en el sistema.

El mayor nivel de recordé te potencia se da ante la contingencia del trasformador T1 de la ET Puerto Madryn 500/330/132 kv, siendo necesario un recorte de 350 MW de potencia proveniente de la CT Futalefú y 33 MW de potencia de la CT Ameghino.

Tabla 6. 4 Resultados de contingencia N-1 de transformadores en escenario 04CO (Fuente: elaboración propia).

N-1 TRANSFORMADORES		LIMITANTE	LAT / TRAF0	P. Recortada [MW]	Generación
PUERTO MADRYN 500 /330/132 Kv	T1	Sobrecarga	T3 P. Madryn 500/132/33 kv	350	Futalefú
PUERTO MADRYN 330/132/33 kv	T1 120MVA	Sobrecarga	T2 P. Madryn 330/132/33 kv	33	Ameghino
				155	PEs (Tabla III. 3)
				33	Ameghino
	T2 120 MVA	Sobrecarga	T2 P. Madryn 330/120/33KV	155	PEs ((Fuente: Elaboración Propia).
S.CRUZ NORTE 500/132/33 Kv	T1 120 MVA	-	-	125	PEs (Tabla III. 5)

6.3.2.2.2 Contingencias N-1 en LAT

La Tabla 6. 5 representa las sobrecargas asociadas a las contingencias en las LATs y los recortes de potencia asociados para alcanzar condiciones admisibles de operación en el sistema. Los mayores recortes de potencias se obtienen ante la contingencia de las LATs DGPAL-Trelew, Trelew- Ameghino y CT Patagonia – Comodoro Rivadavia A1.

Tabla 6. 5 Resultados de contingencia N-1 de LAT en escenario 04CO (Fuente: elaboración propia).

N-1 LAT	Limitante	LAT / TRAF0	P. Recortada [MW]	Generación
DGPAL- Trelew	Sobrecarga	C. Rivadavia A1- P. Truncado	33	Ameghino
Trelew -Ameghino	Sobrecarga	C. Rivadavia A1- P. Truncado	33	Ameghino
Ameghino - Garayalde	-	-	-	-
Malaspina- CT Patagonia	-	-	-	-
CT Patagonia - C. Rivadavia A1	-	C. Rivadavia A1- P. Truncado	33	Ameghino
			5	PEs(Tabla III. 6)
C. Rivadavia A1 – Pico Truncado	-	-	-	-
Santa Cruz Norte – Pico Truncado	-	-	65	PEs(Tabla III. 7)

6.3.2.3 Resultados RAG/DAG para escenario 05CO

6.3.2.3.1 Contingencias N-1 en transformadores

La Tabla 6. 6 representa el transformador asociado a la contingencia N-1, las limitantes que encuentra el escenario 05CO y la potencia de generación que es necesario recortar para alcanzar condiciones normales de operación en el sistema.

Se deja ver que la única contingencia que provoca sobrecargas es la salida de servicio del transformador T1 de la ET Puerto Madryn 600/132/33 kV, ocasionando un recorte de 246 MW de potencia de la CT Futalefú para poder suplir la sobrecarga en el transformador T3 de la misma ET en mención.

Tabla 6. 6 Resultados de contingencia N-1 de transformadores en escenario 05CO (Fuente: elaboración propia).

N-1 TRANSFORMADORES	LIMITANTE	LAT / TRAF0	P. Recortada [MW]	Generación	
PUERTO MADRYN 500/330/132 Kv	T1	Sobrecarga	T3 P. Madryn 500/132/33 kV	246	Futalefú
PUERTO MADRYN 330/132/33 kV	T2 120 MVA	-	-	-	-

	T2 120 MVA	-	-	-	-
S. CRUZ N. 500/132/33 Kv	T1 150 MVA	-	-	-	-

6.3.2.3.2 Contingencias N-1 en LAT

No se requieren recortes de generación en condición N-1 para las contingencias analizadas.

6.3.2.1 Resumen de resultados

A continuación, se presenta un resumen de la potencia total que es necesario recortar según el tipo de tecnología de generación para cada una de las contingencias planteadas y para cada escenario propuesto.

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** reflejan las potencias de las RAG para contingencias N-1 en TPs, mientras que la Figura 6. 19 exponen los resultados ante contingencias en las LATs.

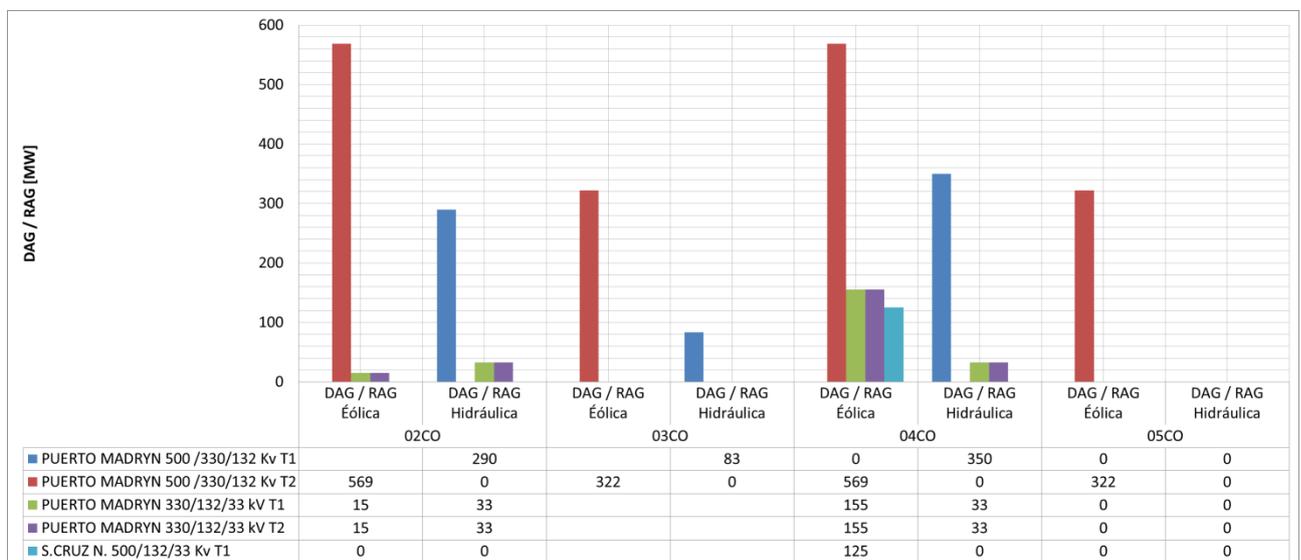


Figura 6. 18 Sumatoria de potencias de RAG según tecnología para contingencias de transformadores en los distintos escenarios de carga con el modelado de las obras eléctricas (Fuente: elaboración propia).

Al igual que el análisis de los resultados para condición en N-1 sin la presencia de las nuevas obras eléctricas planteados, la mayor reducción de potencia despachada se presenta ante la contingencia en el transformador T2 de la ET Puerto Madryn 500/330/132 kV, totalizando 569 MW de potencia en los escenarios donde el factor de simultaneidad es máximo y 322 MW cuando los PEs despachan su potencia media (ver Figura 6. 18).

El ingreso del nuevo transformador T3 en la ET Puerto Madryn 500/330/132 kV permite reducir considerablemente los recortes de potencia en las CHs ante la salida de servicio del transformador T1 haciendo que sea innecesario el recorte de energía eólica en los distintos escenarios propuestos.

En lo que respecta al estudio en N-1 de LATs, se obtienen importantes reducciones de ENS para la mayoría de las contingencias planteadas. En el escenario 03CO y 05CO no es necesario realizar recortes para ninguna tecnología de generación, mientras que en el escenario 02CO sólo es necesario un recorte de 5 MW de potencia eólica ante la pérdida de la LAT 132 kV Trelew-Ameghino.

El caso que mayor recorte de potencia requiere, es aquel donde se plantea la pérdida de LATs es el escenario 04CO, donde se observan recortes de potencia en CHs para 3 de las 7 contingencias propuestas y un recorte de 65 MW de generación eólica ante la pérdida de la LAT de 132 kV Santa Cruz – Pico Truncado.

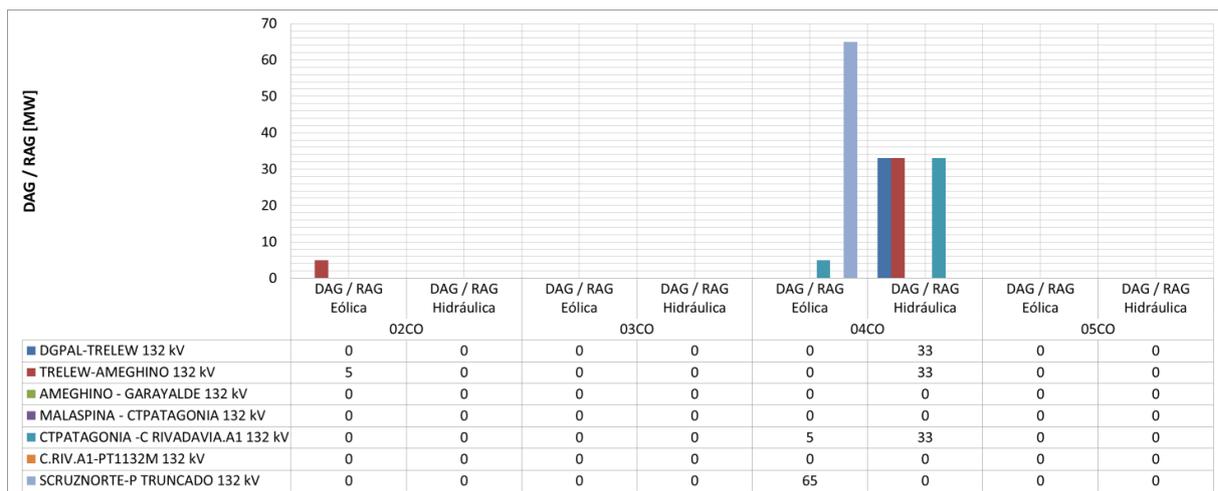


Figura 6. 19 Sumatoria de potencias de RAG según tecnología para contingencias de LAT en los distintos escenarios de carga con el modelado de las obras eléctricas (Fuente: elaboración propia).

Sumando las potencias recortadas de todas las contingencias planteadas en TPs y LATs para cada escenario de carga se obtiene la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, donde se puede observar que el escenario más crítico es el 04CO, seguido del 02CO. También, es notable destacar que no existen recortes de potencia en N-1 ante la pérdida de LATs a excepción del escenario 04CO.

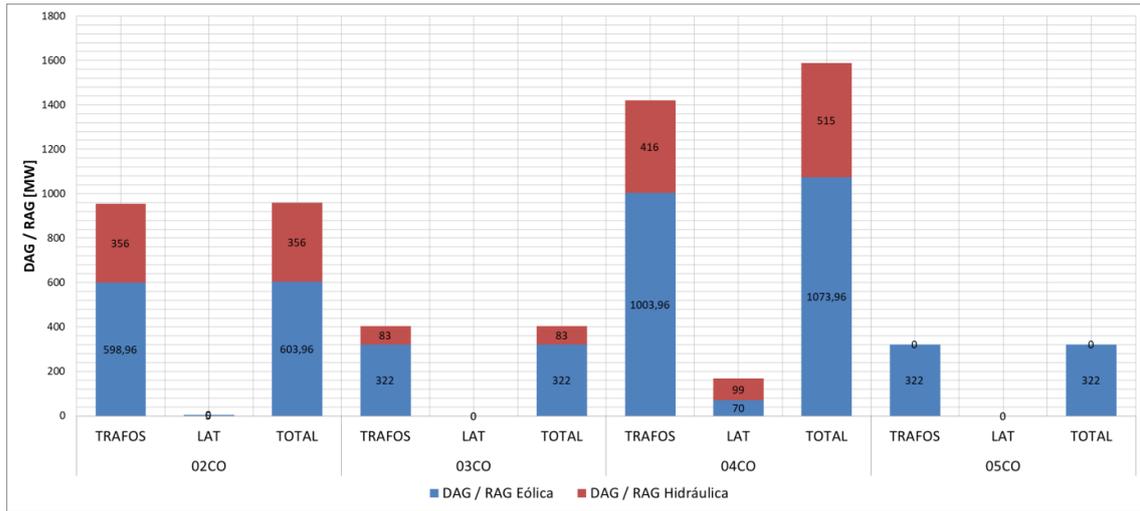


Figura 6. 20 Sumatoria de recorte de DAG/RAG del total de las contingencias planteadas en TP y LATs para cada escenario de carga con el modelado de las obras eléctricas (Fuente: elaboración propia).

CAPÍTULO 6

*Análisis de capacidad de transferencia de
potencia*

7. Capítulo 6: : Capacidad de transferencia de potencia

7.1 Generalidades

En este capítulo se estudia la capacidad de transferencia de potencia del sistema para las dos alternativas de solución propuestas, y posteriormente se analiza la estabilidad de tensión del sistema y las solicitaciones de las LATs.

La estabilidad de tensión de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) se relaciona con la capacidad de mantener niveles de tensión aceptables en todos los nodos del sistema tanto para condiciones normales como para contingencias en la red. Por lo general, cuando ocurre una falla, un incremento significativo de demanda o algún cambio relevante en las condiciones de operación producirán variaciones en las tensiones de los nodos que puedan causar la progresiva e incontrolable caída de tensión alcanzando el colapso del sistema (Jaganathan & Saha, 2004).

Existen diversos factores que contribuyen al colapso de tensiones, como ser: la generación de potencia reactiva, los límites del control de tensión, las características de las demandas y los dispositivos de control tales como los reguladores bajo carga de los transformadores. Además, las condiciones que llevan al colapso de tensiones del SEP son: líneas de transmisión demasiado cargadas, fuentes de generación demasiado lejos de las demandas, tensión de generación demasiado baja y compensación reactiva insuficiente.

La naturaleza del fenómeno de inestabilidad de tensión puede ser rápida, con colapsos de tensión del orden de pocos segundos, o lenta con colapsos que se desarrollan en el orden de minutos a horas (Grigsby, 2006).

Al considerar la estabilidad de tensión, es de interés observar la relación entre la potencia transmitida "P" y la tensión al final de la línea "V". El proceso de análisis de estabilidad de tensión implica la transferencia de potencia de una región del sistema a otro, y el seguimiento de los efectos de la tensión en dicho sistema. Entonces, la curva P-V representa la variación de tensión para una barra en particular en función del total de potencia activa suministrada a las cargas. En el "codo" de la curva P-V, el voltaje cae rápidamente cuando se produce un aumento de la demanda. Las soluciones de los flujos de potencia no convergen más allá de este punto, lo que indica que el sistema se ha convertido en inestable. Este punto se denomina punto crítico y se identifica con el colapso de tensión del subsistema. En general, los puntos de funcionamiento por encima del punto crítico implican un sistema estable. Si los puntos de funcionamiento se encuentran por debajo del punto crítico, el sistema se encuentra en una condición inestable.

Las curvas P-V son las más utilizadas para predecir las tensiones de operación seguras del sistema y determinar la capacidad de potencia de transmisión remanente del mismo.

Resulta de interés obtener la pendiente de estabilidad estacionaria de tensión la cual se define como la relación entre los diferenciales de voltaje y de potencia $\Delta V/\Delta P$ correspondientes a los puntos de operación límites de colapso de tensión y de operación normal del SEP. Se asume que una red con mayor pendiente $\Delta V/\Delta P$ constituye un sistema más débil y con mayor vulnerabilidad a alcanzar condiciones críticas de colapso de tensión ante incrementos en la demanda

7.2 Análisis Curvas P-V y flujos de potencia por LAT

En capítulos anteriores se ha demostrado que, para las condiciones de despacho de generación y demanda planteados, el subsistema presenta problemas relacionados a la evacuación de potencia cuando se modelan la totalidad de los PEs proyectados, sobre todo en escenarios de valle de demanda, provocando elevadas sobrecargas en LATs de 132 kV y transformadores, así como también perfiles de tensión en nodos con valores por debajo del mínimo permitido.

En primer lugar, se planteó como una solución la aplicación de sistema de RAG/DAGs de las distintas tecnologías de generación implicadas en el subsistema patagónico. Acto seguido, se plantearon obras de infraestructura eléctrica para evitar el vertido eólico de los PEs implicados en los recortes de potencia, permitiendo que puedan inyectar la totalidad de su potencia disponible independientemente del estado de carga del subsistema.

En el presente estudio, se realiza una comparativa entre la capacidad máxima remanente del subsistema que es posible obtener con cada una de las soluciones propuestas y poder determinar cuál es la más favorable desde el punto de vista técnico.

Para que la comparativa sea representativa y determinar indicadores que permitan establecer la alternativa más favorable se debe identificar el nodo más comprometido de la red para cada escenario, es decir aquel nodo que determina la capacidad de potencia remanente del sistema. Para poder identificar dichos nodos se obtienen las curvas P-V de todas las barras más comprometidas de 132 [kV] para cada alternativa propuesta en cada escenario de demanda planteado.

Las curvas P-V fueron realizadas utilizando las herramientas de análisis en régimen estacionario de curvas P-V que posee el Software PSS/E. Se desarrollan para una operación de la red en condición normal (red N), siguiendo un crecimiento de la demanda a intervalos de 10 [MW] por paso de cálculo, partiendo del despacho actual previsto de la red, debiendo aumentar en consecuencia, la potencia de las fuentes de generación en servicio en el subsistema.

En la Tabla 7. 1 se muestran los resultados obtenidos para cada alternativa de mejora en la red para cada escenario en estudio, teniendo en cuenta lo siguiente:

- La capacidad remanente de potencia de cada caso de estudio que se muestra en las tablas corresponde a la mínima tensión admisible de 0,95 [pu] que exige CAMMESA en 132 [kV] para la operación normal del sistema.
- La pendiente $\Delta V/\Delta P$ se calcula con el rango de potencia que corresponde a la variación de la tensión del nodo desde la tensión inicial hasta que llega a un valor de 0,8 [pu].
- El valor de carga de cada LAT corresponde al Rate C (máximo térmico). En ningún caso se presentan LAT con sobrecargas.

Tabla 7. 1 Resultados obtenidos curvas P-V y capacidad de transferencia de potencia en LATs.

Caso de Estudio		Capacidad Remanente		Black- Out		$\Delta U/\Delta P$ [%U/MW]	Línea limitante o más cargada	
		Barra limitante	Potencia [MW]	Causal Black-out	P[MW]		Nombre	valor [p.u.]
BASE - CON DAG/RAG	Escenario 02	CTPAT132	70	SAN JOSE	490	-0,0365	PMADRYN1 - DGPAL132	1,27
	Escenario 03	OROPLATA	80	SAN JOSE	460	-0,0418	PMADRYN1 - DGPAL132	1,15
	Escenario 04	C.RIV.A1	100	SAN JOSE	470	-0,0458	C.RIV.A1 - PT1-132M	0,43
	Escenario 05	OROPLATA	130	SAN JOSE	460	-0,0485	PMADRYN1 - DGPAL132	0,59
CON OBRAS ELÉCTRICAS	Escenario 02	OROPLATA	80	SAN JOSE	460	-0,0381	CTPAT132 - C.RIV.A1	0,60
	Escenario 03	OROPLATA	80	SAN JOSE	500	-0,0388	PMADRYN1 - DGPAL132	0,47
	Escenario 04	SANES132	80	SAN JOSE	430	-0,0420	TRELW132 - AMEGH132	0,46
	Escenario 05	OROPLATA	110	SAN JOSE	430	-0,0507	TRELW132 - AMEGH132	0,46

(Fuente: Elaboración propia)

7.2.1 Análisis de capacidad de transferencia de potencia sin modelado de obras de infraestructura eléctrica y con implementación DAGs/RAGs.

7.2.1.1 Curvas P-V

A continuación, se presentan los gráficos de curvas P-V definido para los incrementos de demanda del subsistema, donde se detallan los buses más perjudiciales del sistema.

Para todos los casos, de estudio se identifica el valor de incremento de potencia del sistema que hace que se produzca el colapso de tensión, el cual se da para tensiones de 0,8 p.u.

El escenario 02 es el que admite la mayor proyección de incremento de potencia, alcanzando los 440 MW antes de que se produzca el colapso de tensión en la barra San José de 132 kV (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). Luego, lo sigue el escenario 04 con 420 MW de incremento de potencia siendo su limitante en el mismo bus, como se observa en la Figura 7. 3)

En lo que respecta a al escenario 03 y 05, ambos presentan el posible colapso de tensión cuando se alcanzan los 400 MW de incremento de potencia en el subsistema (ver Figura 7. 2 y Figura 7. 4)

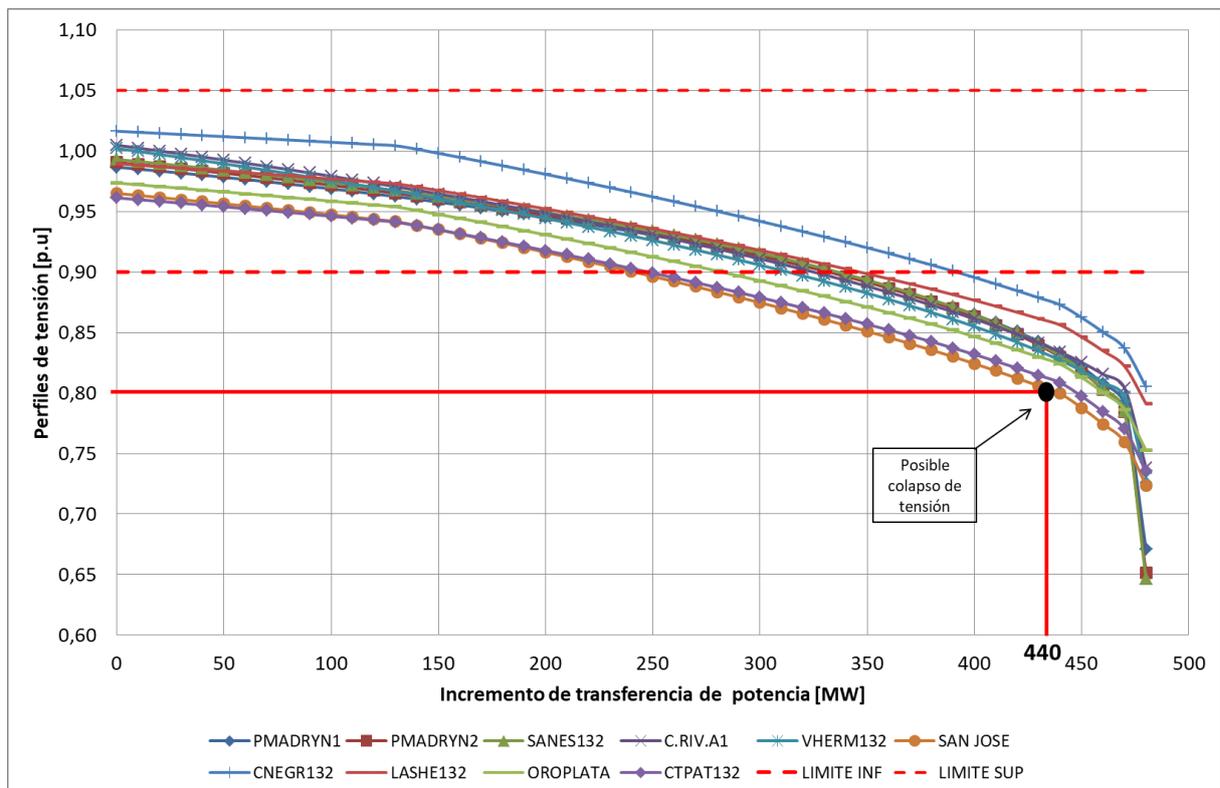


Figura 7. 1 Curvas PV en escenario 02 – Sin obras de infraestructura eléctrica y con implementación de DAGs (Fuente: Elaboración propia).

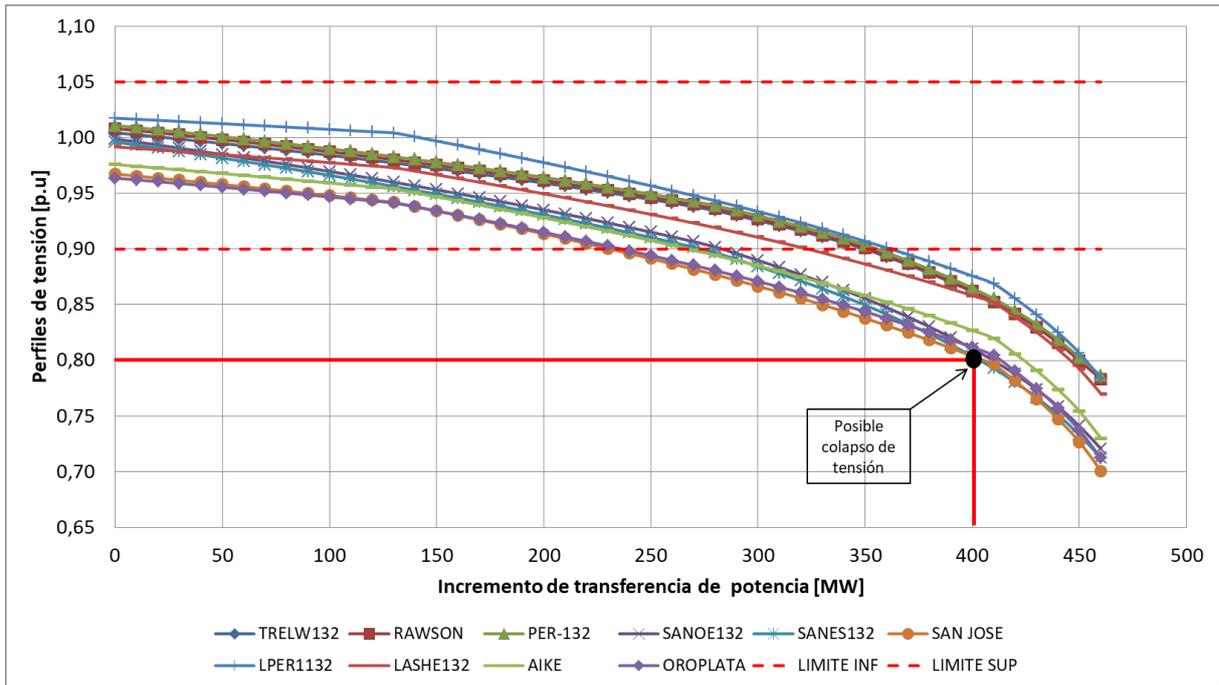


Figura 7. 2 Curvas PV en escenario 03 – Sin obras de infraestructura eléctrica y con implementación de DAGs (Fuente: Elaboración propia).

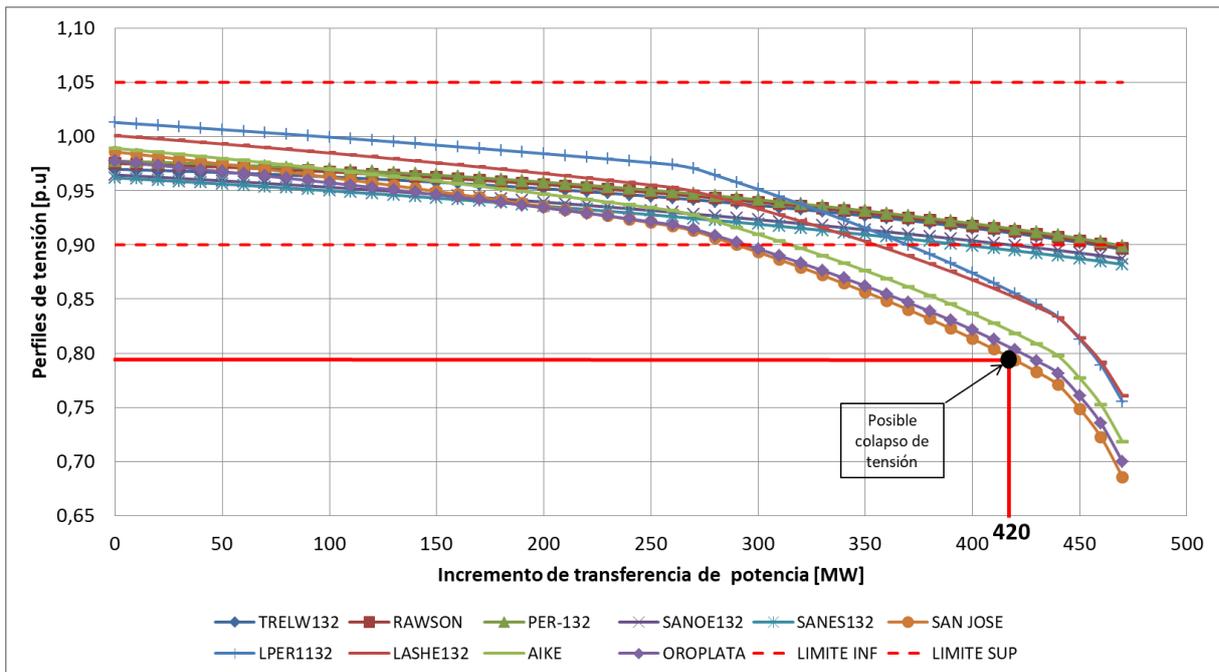


Figura 7. 3 Curvas PV en escenario 04 – Sin obras de infraestructura eléctrica y con implementación de DAGs (Fuente: Elaboración propia).

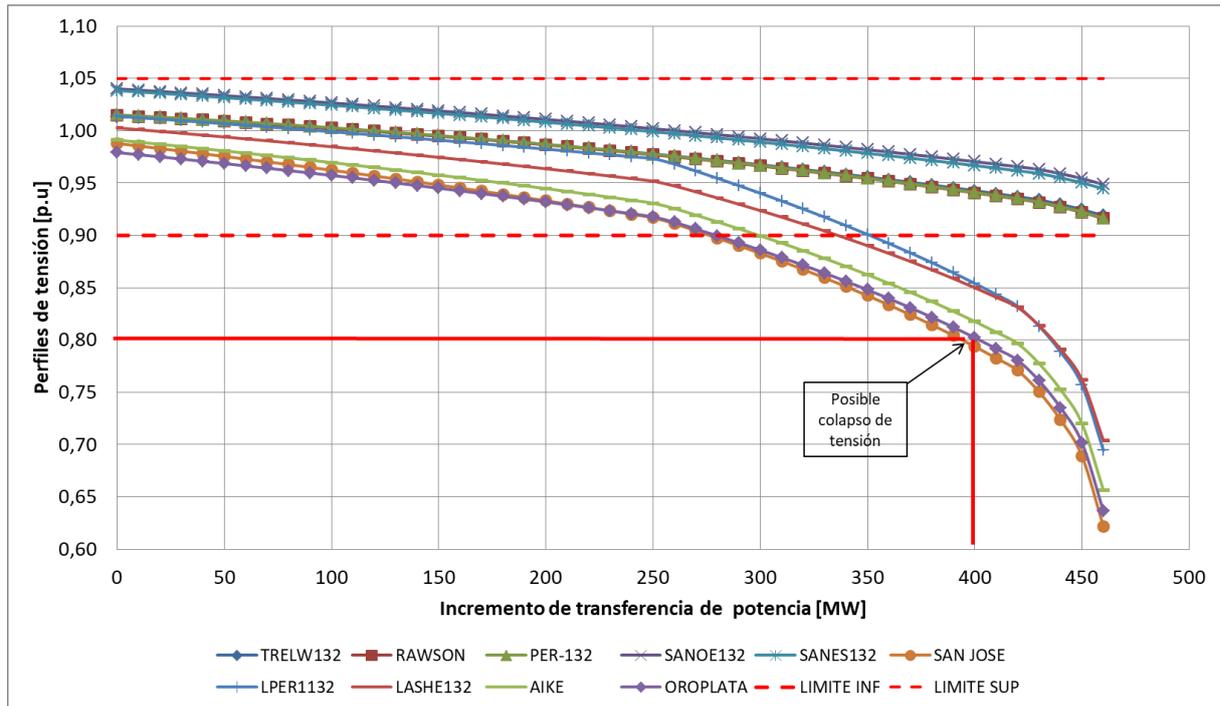


Figura 7. 4 Curvas PV en escenario 05 – Sin obras de infraestructura eléctrica y con implementación de DAGs (Fuente: Elaboración propia).

7.2.1.2 Cargabilidad de LAT 132 kV

En cuanto a la cargabilidad de las líneas se destacan las LAT CT Patagonia – C. Rivadavia A1 y P. Madryn – DGPAL, donde en el escenario 01 la primera LAT en mención parte con un nivel de cargabilidad del 100% y, a medida que aumenta la potencia del subsistema, también se incrementa su nivel de sobrecarga. La LAT P. Madryn – DGPAL parte con un nivel de carga del 50%, llegando a su límite térmico a los 450 MW de incremento de potencia del subsistema (ver Figura 7. 5).

La Figura 7. 6 representa los niveles de cargabilidad de las LAT para el escenario 03, donde se puede observar que la tendencia de los aumentos de cargabilidad son similares a los del escenario 02, con la diferencia que el conjunto de las líneas en estudio no supera su límite térmico hasta que se logra un nivel de 400 MW de potencia en el subsistema, donde la LAT P. Madryn – DGPAL alcanza su capacidad máxima de potencia.

La Figura 7. 7 y Figura 7. 8 ilustran cómo el nivel de carga de conjunto de las Líneas de LAT en estudio se reduce en los escenarios 04 y 05. En estos escenarios, un aumento significativo en los niveles de potencia provenientes de las diversas fuentes de generación conlleva una disminución en los niveles de carga de las líneas. Específicamente, en el escenario 04, donde el incremento de potencia del subsistema alcanza los 470 MW, los niveles de cargabilidad caen por debajo del 50%. En el escenario 05, los niveles de carga son inferiores al 60%. Es importante destacar que en el escenario 05, la LAT C. Rivadavia A1 – Pico Truncado 1,

inicialmente operando al 100% de su capacidad, disminuye hasta alcanzar un 30% para el máximo incremento de potencia permitido por el sistema.

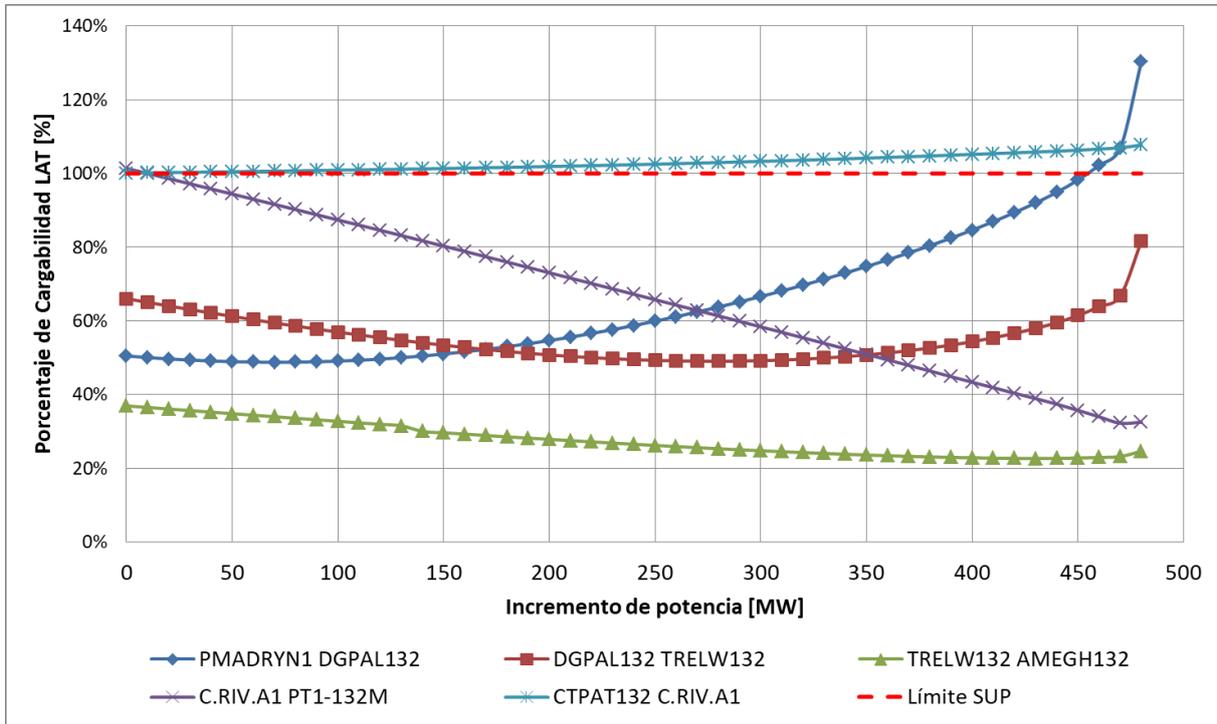


Figura 7. 5 Rate C de LAT 132 kV en escenario 02 – Sin obras de infraestructura eléctrica y con implementación de DAGs (Fuente: Elaboración propia).

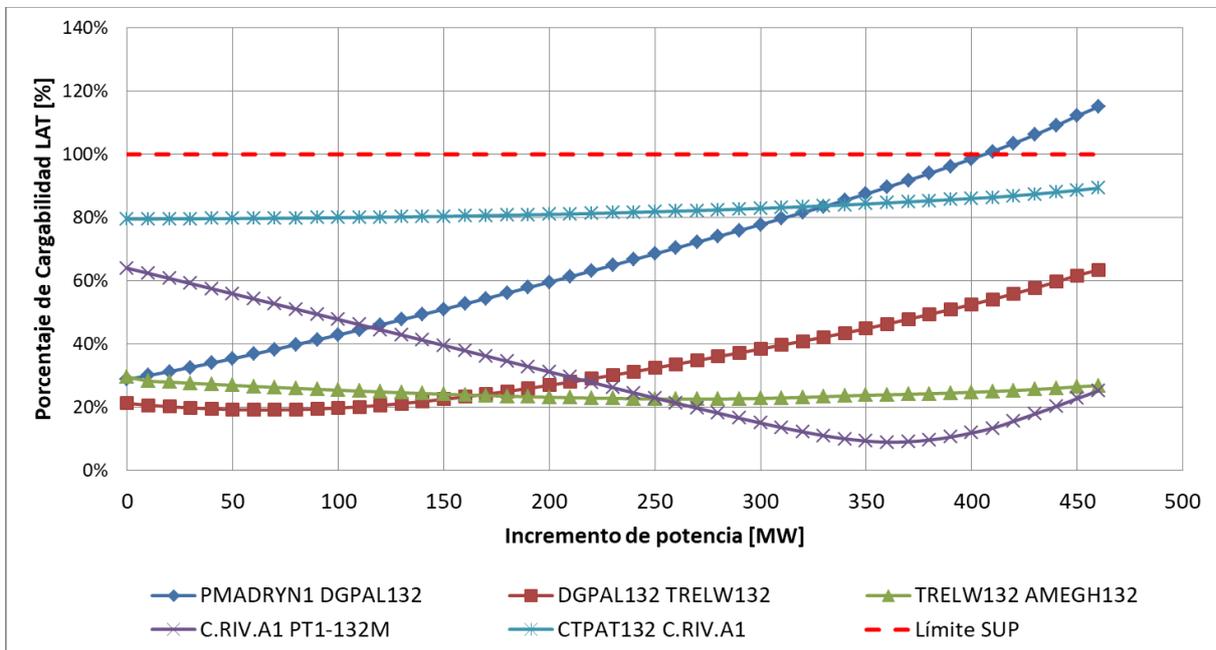


Figura 7. 6 Rate C de LAT 132 kV en escenario 03 – Sin obras de infraestructura eléctrica y con implementación de DAGs (Fuente: Elaboración propia).

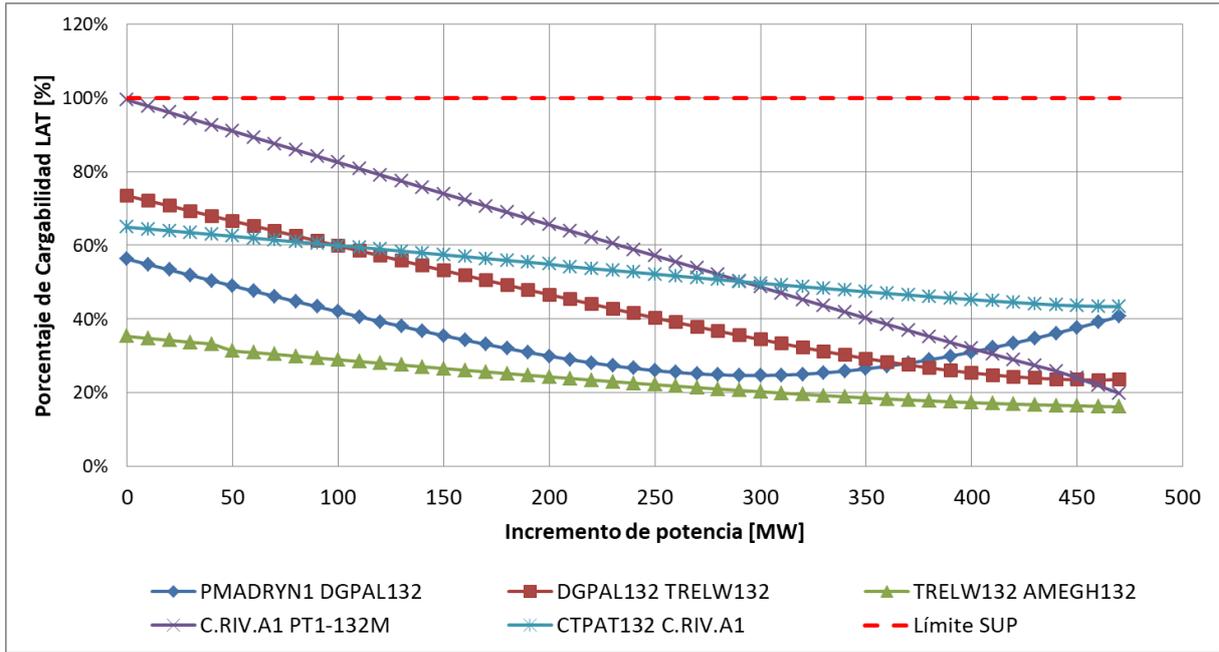


Figura 7. 7 Rate C de LAT 132 kV en escenario 04 – Sin obras de infraestructura eléctrica y con implementación de DAGs (Fuente: Elaboración propia).

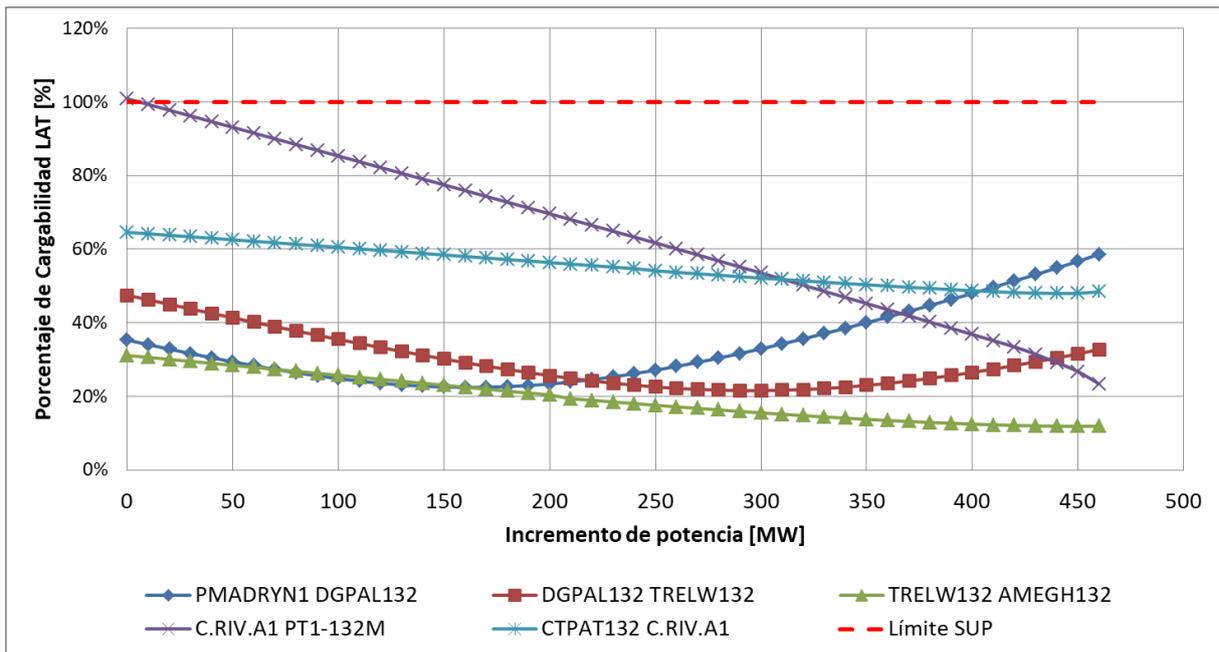


Figura 7. 8 Rate C de LAT 132 kV en escenario 05 – Sin obras de infraestructura eléctrica y con implementación de DAGs (Fuente: Elaboración propia).

7.2.2 Análisis de capacidad de transferencia de potencia en escenarios con modelado de obras de infraestructura eléctrica

7.2.2.1 Curvas P-V

A continuación, se presentan las gráficas de curvas P-V para los diferentes escenarios en estudio donde entran en juego las obras eléctricas en el subsistema en estudio.

La Figura 7. 9 representa las curvas P-V para el escenario 02, el cuál es el que admite mayor incremento de potencia en relación a los demás, alcanzando 430 MW antes de que se produzca el posible colapso de tensión en la barra San Jose.

La Figura 7. 10 y Figura 7. 11 muestran las curvas P-V correspondientes a los escenarios 03 y 04, respectivamente. En ambas figuras, se aprecia un incremento de potencia similar, oscilando entre 400 y 410 MW. Sin embargo, es importante señalar una diferencia significativa entre los escenarios. En el caso del escenario 03 se observa que, para incrementos de potencia de 230 MW, ciertas barras presentan perfiles de tensión inferiores a los 0,9 p.u. admisibles. Por otro lado, en el escenario 04, los niveles de tensión por debajo de 0,9 p.u. se registran para incrementos de potencia de 310 MW en el subsistema.

La Figura 7. 12 ilustra el escenario 05, en el cual se observa que la potencia máxima antes de que ocurra el colapso de tensión alcanza los 370 MW. Este valor es inferior al registrado para el mismo escenario con la implementación de DAG. Cabe destacar que, en este caso, se realiza el despacho de toda la generación sin ninguna limitación ni restricción.

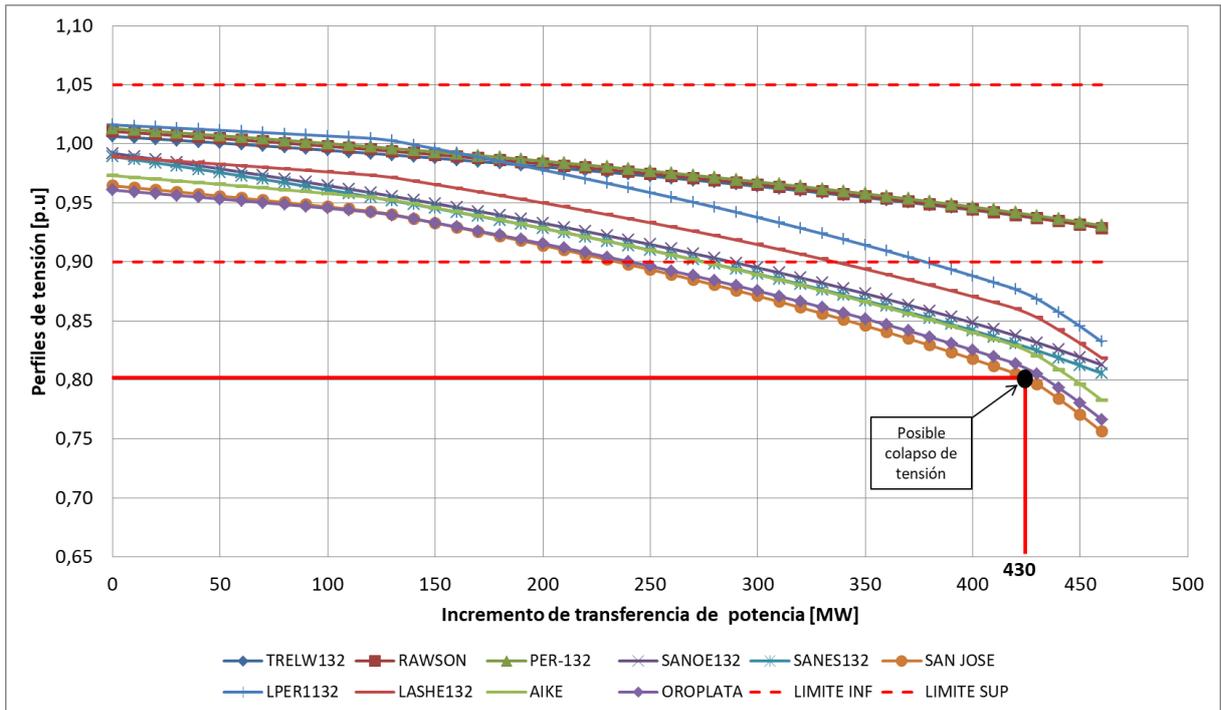


Figura 7. 9 Curvas P-V en escenario 02 – Con obras de infraestructura eléctrica (Fuente: Elaboración propia).

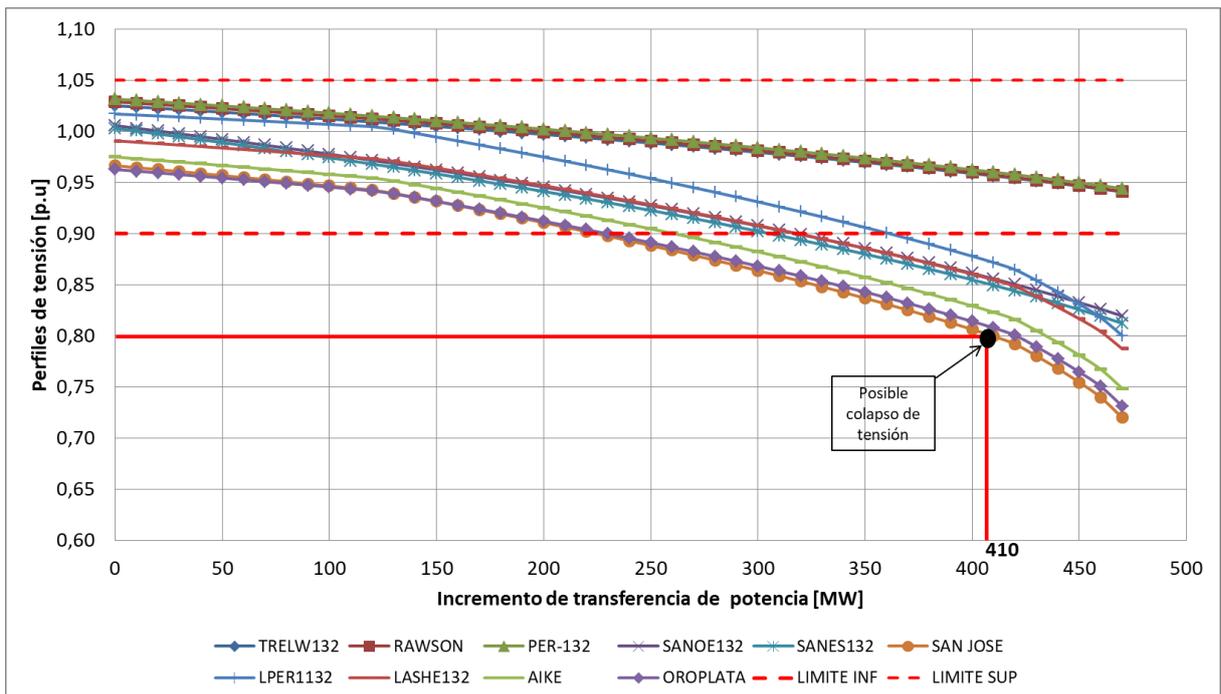


Figura 7. 10 Curvas P-V en escenario 03 – Con obras de infraestructura eléctrica (Fuente: Elaboración propia).

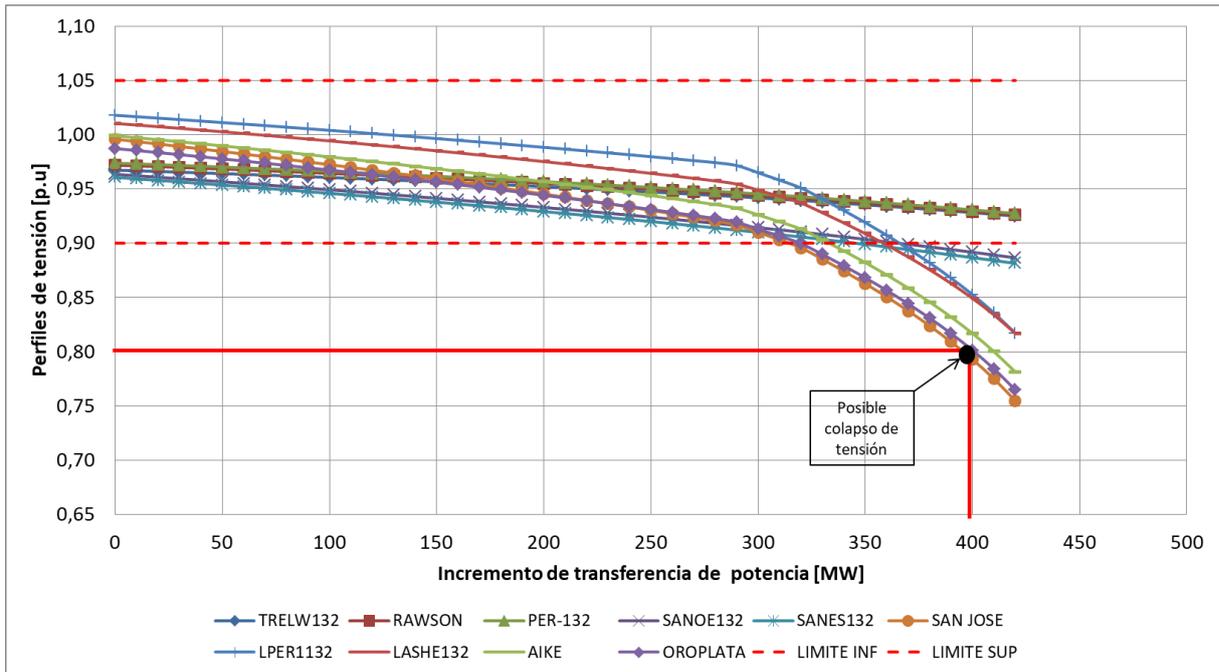


Figura 7. 11 Curvas P-V en escenario 04 – Con obras de infraestructura eléctrica (Fuente: Elaboración propia).

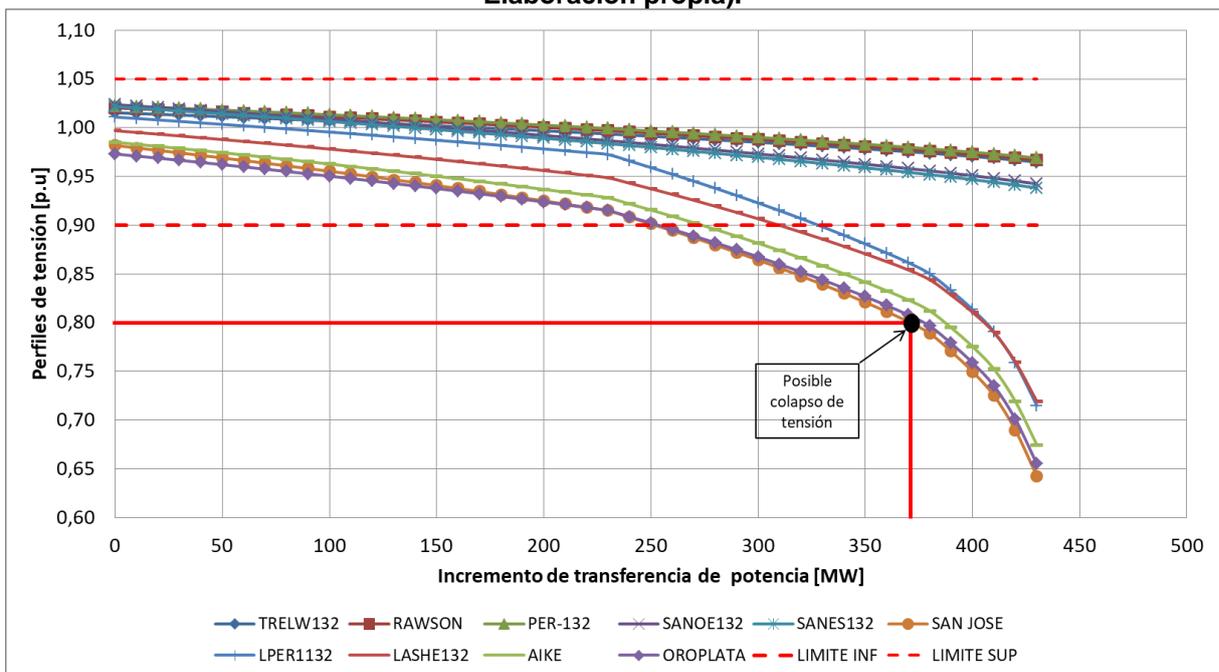


Figura 7. 12 Curvas P-V en escenario 05 – Con obras de infraestructura eléctrica (Fuente: Elaboración propia).

7.1.1.1 Cargabilidad de LAT 132 kV

Las Figura 7. 13 a Figura 7. 16 representan los niveles de cargabilidad de las Líneas de LAT en estudio que resultaron más afectadas. En estos gráficos se puede observar que, en ningún escenario, los incrementos de potencia provocan sobrecargas en las LAT. Los márgenes de cargabilidad varían entre un 10% y un 80%.

En detalle, estas figuras permiten analizar el comportamiento de las LAT bajo diferentes condiciones de carga. Es notable que, a pesar de los incrementos de potencia aplicados en los distintos escenarios, las LAT mantienen sus niveles de operación dentro de los límites seguros. Esto indica una robustez significativa en la infraestructura de transmisión analizada.

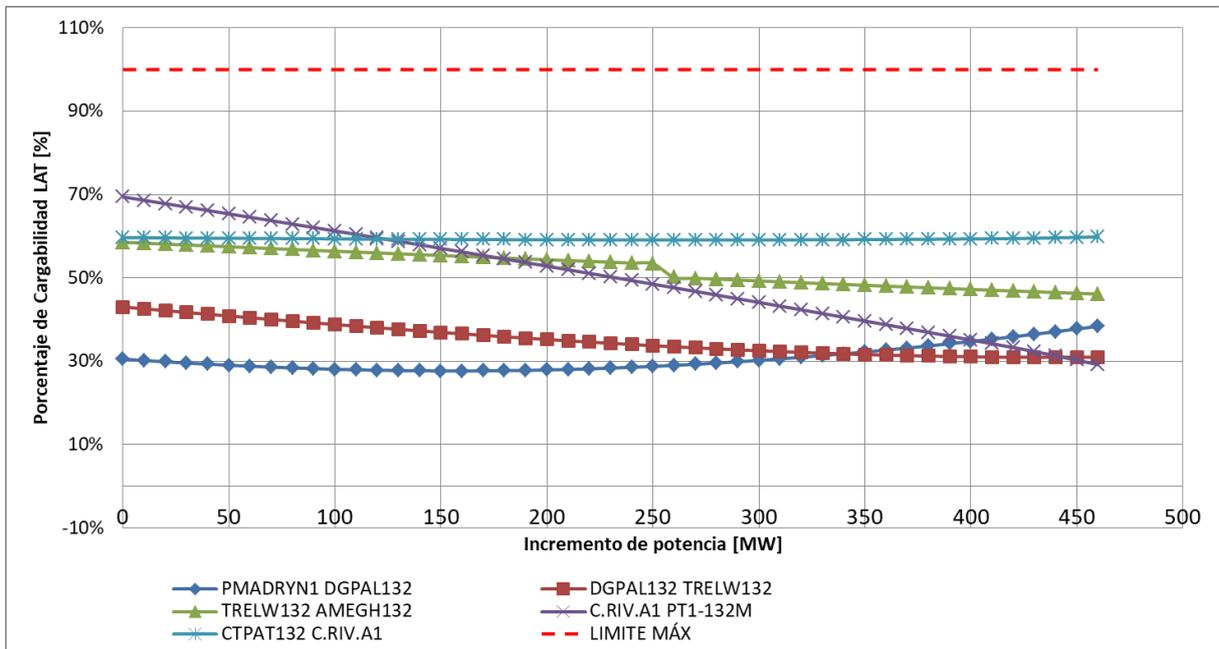


Figura 7. 13 Rate C de LAT 132 kV en escenario 02 – Sin obras de infraestructura eléctrica y con implementación de DAGs (Fuente: Elaboración propia).

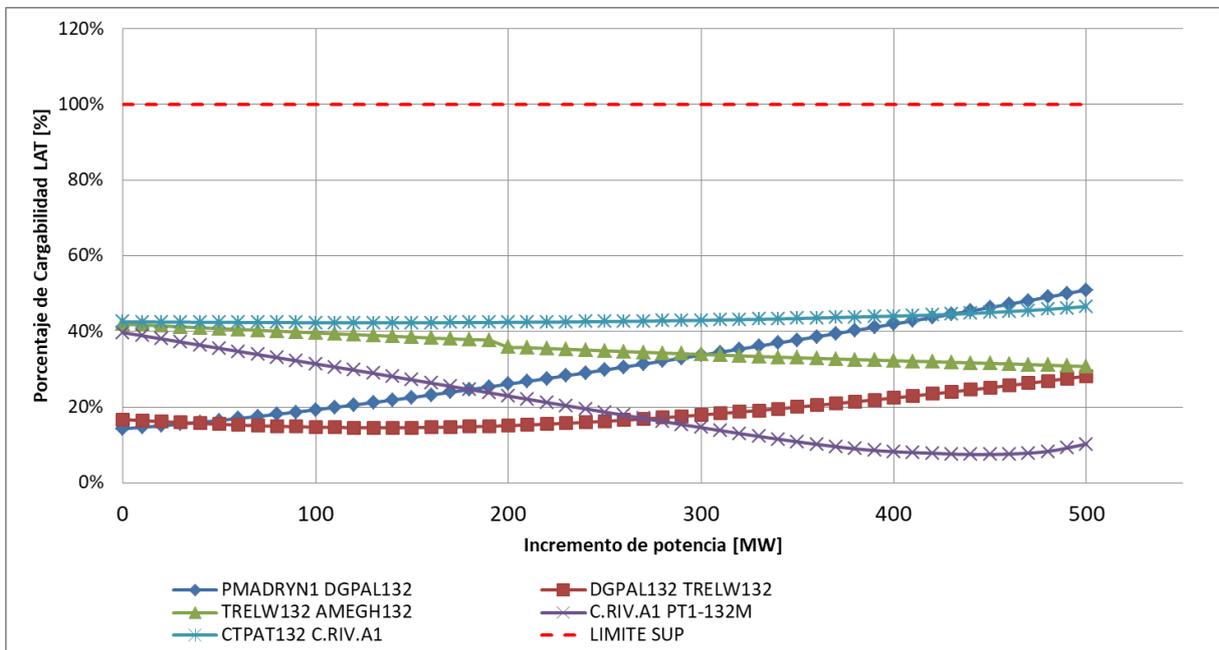


Figura 7. 14 Rate C de LAT 132 kV en escenario 03 – Sin obras de infraestructura eléctrica y con implementación de DAGs (Fuente: Elaboración propia).

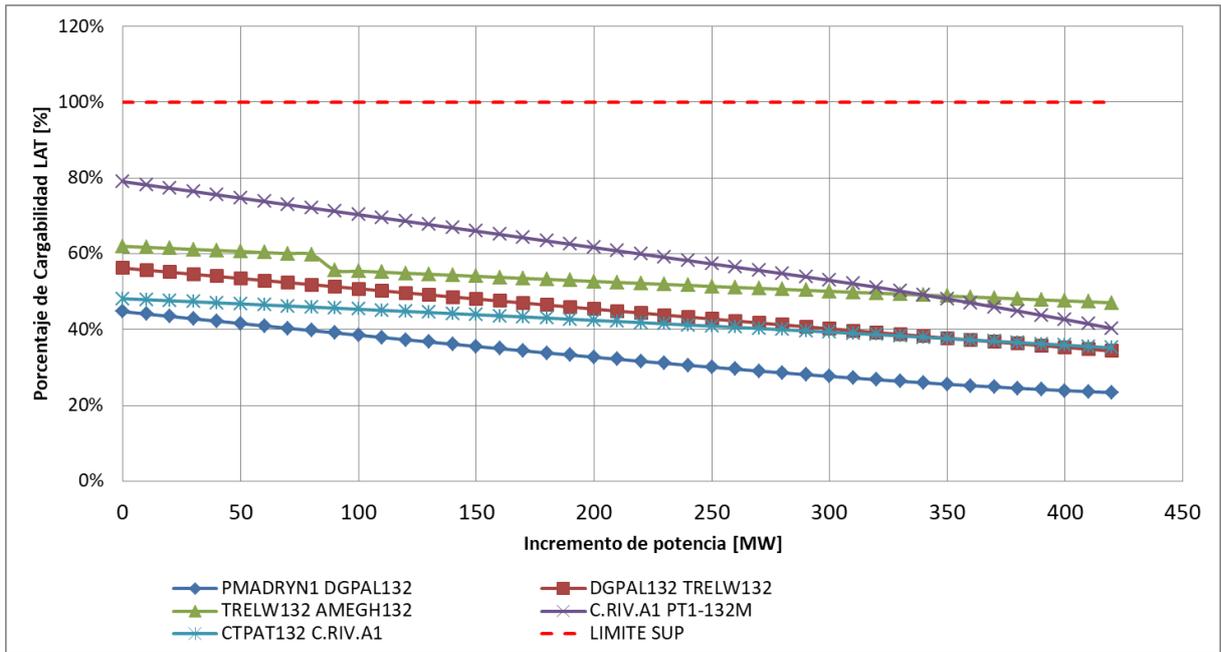


Figura 7. 15 Rate C de LAT 132 kV en escenario 04 – Sin obras de infraestructura eléctrica y con implementación de DAGs (Fuente: Elaboración propia).

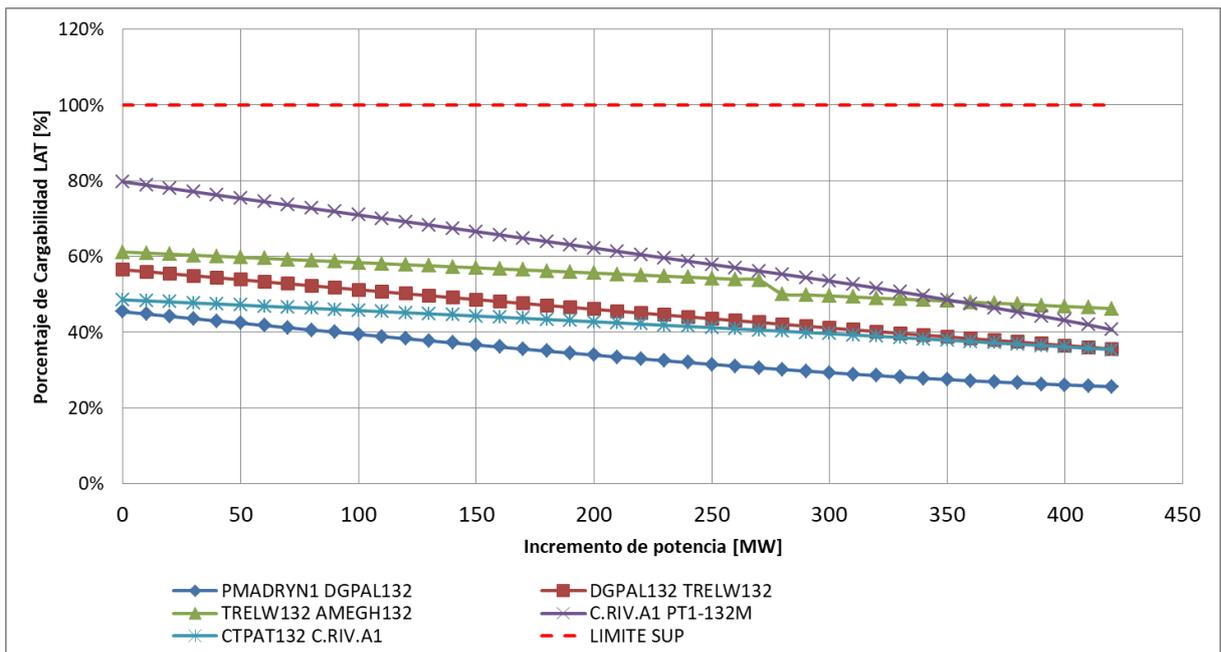


Figura 7. 16 Rate C de LAT 132 kV en escenario 05 – Sin obras de infraestructura eléctrica y con implementación de DAGs (Fuente: Elaboración propia).

7.3 Resultados y conclusiones

- Para los casos de estudio con obras de infraestructura eléctrica no existen sobrecargas en LAT para el máximo incremento de potencia que admite el sistema en ninguno de los escenarios propuestos y con una cargabilidad de 60% en la LAT más cargada. Para el caso de estudio con propuestas de limitación de potencia con DAG/RAG se alcanzan sobrecargas de 27% y 15% en los escenarios 02 y 03 respectivamente.
- La capacidad remanente del sistema para los casos de estudio con obras de infraestructura eléctrica es menor comparado a los escenarios con DAG/RAG, alcanzando un 30% menos de capacidad en el escenario 05. Con la implementación de DAG/RAG se obtiene una mayor capacidad remanente en el sistema dado que los recortes de potencia para lograr condiciones admisibles de operación en el sistema fueron principalmente por sobrecargas y no por perfiles de tensión, por lo tanto, se puede lograr un incremento de potencia remanente por parte de las centrales térmicas sin restricción por sobrecarga.
- La relación $\Delta U/\Delta P$ es más favorable en los escenarios que tienen implementación de DAG/RAG a excepción del escenario 03 siendo, en promedio un 7% menor para los escenarios restantes.

CAPÍTULO 7

Análisis técnico económico

8. Capítulo 7: Análisis económico

En los capítulos precedentes se ha demostrado la necesidad llevar adelante obras de infraestructura eléctrica en el sistema de transporte patagónico para que este sea capaz de garantizar su correcto funcionamiento, evitando la mayor cantidad de Energía No Suministrada (ENS) producto de restricciones técnicas relacionadas a la capacidad de transporte de energía de LATs y garantizando el aporte total energético de energía eólica, incluso para los escenarios más críticos de demanda, evitando así el vertido eólico y las consecuencias económicas que esto trae consigo.

Como alternativa, se ha planteado la implementación de DAG/RAG para las distintas tecnologías de generación implicadas, priorizando la eólica por sobre las demás. Se han determinado los valores límites de demanda para los cuales es necesaria la aplicación de estos sistemas de reducción de generación verificando cualquier tipo de restricción técnica en las redes de transporte.

Ambas alternativas planteadas son capaces de garantizar la operatividad del sistema para todos los escenarios de carga analizados. En el presente capítulo se realiza un estudio económico con el objetivo de verificar si es redituable la inversión de la totalidad de las obras de infraestructura eléctrica por parte de TRANSPA, considerando: que las mismas están terminadas y listas para operar en el año 2023; que todos los PEs analizados hasta el momento se encuentran disponibles para inyectar su máxima generación; y que actualmente el sistema se encuentra funcionando sin las obras eléctricas y con la implementación de DAG/RAG.

Previo al desarrollo de los indicadores técnico-económicos se realiza un análisis de ENS tanto para el sistema funcionando con implementación de DAG/RAG y para el sistema funcionando con las obras implementadas, ya que este parámetro tiene influencia directa sobre el suministro técnico, a la vez que, la energía que no es suministrada al cliente tiene consecuencias económicas directas sobre la compañía administradora del sistema eléctrico.

8.1 Análisis de Energía No Suministrada

Del estudio de la red de transmisión de TRANSPA se ha podido determinar que en los escenarios de demanda planteados existen diversas restricciones de operación de la red que hacen necesaria la acción de alguna medida que soslaye cualquier tipo de limitación en la transferencia de potencia. Estas limitaciones, como se observó en capítulos anteriores, son ocasionadas principalmente por sobrecargas en los elementos que componen la red, altos valores de impedancia en ciertos puntos críticos del sistema, que hacen que ciertos nodos de

132 kV operen con valores de voltaje por debajo de los límites admisibles, lo que se traduce a ENS.

Adicionalmente, el aumento interanual de la demanda del sistema acentúa los problemas de tensión en los corredores actualmente afectados, por lo que reviste interés la evaluación y comparación entre, por un lado: los niveles de ENS de los escenarios base; y por otro, los mismos escenarios de demanda, pero con las obras eléctricas en funcionamiento.

Para los estudios de ENS se ha considerado un aumento interanual de demanda de 4% y se ha realizado el estudio a 20 años.

8.1.1 Desplazamiento de generación distribuida convencional y análisis de ENS

La incorporación de obras eléctricas permitirá en el sistema desplazar parte de la generación distribuida convencional (GDC) destinada a mantener los perfiles de tensión dentro de los mínimos admisibles, reduciendo la ENS del sistema.

En el presente estudio se analiza la reducción de GDC y de ENS realizando la comparativa entre escenarios base con DAG/RAG y con la implementación de las obras eléctricas.

La metodología utilizada es la siguiente:

- ✓ Se analiza el comportamiento de la demanda del sistema en 132 [kV] y se determina su evolución durante un año, obteniéndose valores promedios de carga cada 15 minutos (percentil 95). Para esto, se parte del escenario base correspondiente al valle verano del período 2020/2021, considerando, además:
 - Configuración correspondiente a la operación normal de la red.
 - Bancos de capacitores shunt instalados en 33 y 132 [kV] en servicio.
 - Se considera la regulación de tensión aportada por los RBC de los TPs instalados en todas las ETs del subsistema.
 - Sin despacho de la GDC actualmente instalada en los corredores.
- ✓ Mediante simulaciones de flujos de carga se determina la potencia demandada por el subsistema que hace necesario el ingreso escalonado de la GDC de la región. Considerando niveles de tensión aceptables en barras de 132 [kV] y 33 [kV] dentro el rango de 0,90 a 1,10 [p.u.] y como capacidad de transmisión de LATs al límite térmico-mecánico de los conductores.

- ✓ Se consideran aumentos escalonados en las GDC de 15 [MW] de potencia a excepción de ciertos aumentos necesarios para alcanzar su potencia nominal. La elección de la GDC se realiza acorde al beneficio técnico que ocasiona en la red.
- ✓ Se determina la demanda máxima abastecida del subsistema que se logra al despachar toda la GDC de la región.
- ✓ Para un periodo de veinte años, se estiman los requerimientos energéticos de GDC, así como también los niveles de ENS, consecuencia de la operación de la red fuera de los límites admisibles.
- ✓ Cálculo de los niveles de potencia generada por los PE y su energía anual, de acuerdo con los perfiles de vientos promedios de la zona y las restricciones por DAG/RAG.
- ✓ Cálculo de los niveles de potencia generada por la CH Futaleufu y su energía anual, de acuerdo la potencia disponible teniendo en cuenta los despachos energéticos del año 2020, brindados por CAMMESA y las restricciones por DAG/RAG.
- ✓ Se analiza el impacto en el abastecimiento de la demanda, y en la reducción de despacho de GDC y ENS, para el período de veinte años, como consecuencia del impacto de las obras eléctricas del sistema.

Para el escenario de demanda planteado se destaca la necesidad de un despacho de potencia de 30 MW inicial en CT Los Perales, antes de considerar los incrementos escalonados de demandas.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestran los módulos de generación requeridos para evitar condiciones de operación no admisibles, tal que ocasionen ENS en el subsistema bajo análisis, sin tener en cuenta las obras eléctricas planteadas

En la Tabla 8. 2 se representa la misma tabla, pero considerando el escenario de demanda con obras de infraestructura eléctrica en servicio.

Tabla 8. 1. Potencia de GDC requerida para escenario sin obras eléctricas en el subsistema.

Demanda del subsistema [MVA]		Módulo de GDC Requerida [MW]
Potencia de Ingreso de GDC	Potencia de Corte	
	<982,00	15
982,00	988,70	30
988,70	1080,65	60
1080,65	1105,00	70
1105,00	1115,35	85

1115,35	1135,30	100
1135,30	1183,41	115
1183,41	1218,90	144
1218,90	1237,20	153
1237,20	1249,94	168
1249,94	1262,42	

Tabla 8. 2 Potencia de GDC requerida para escenario con obras eléctricas en el subsistema.

Demanda del subsistema [MVA]		Módulo de GDC Requerida [MW]
Potencia de Ingreso de GDC	Potencia de corte de GDC	
	<994,30	15
994,30	1077,50	30
1077,50	1087,08	45
1087,08	1143,00	60
1143,00	1181,00	75
1181,00	1195,60	90
1195,60	1236,88	104
1236,88	1261,73	119
1261,73	1279,37	

Observando las tablas y realizando una comparativa preliminar, se advierte que para el escenario que presenta las obras eléctricas modeladas el umbral de potencia de corte de GDC es levemente superior al escenario sin obras, siendo éste del orden del 1,3%, lo cual se podría considerar despreciable.

Por otra parte, los módulos de potencia de GDC requeridos para el escenario con obras eléctricas son notablemente inferiores al escenario actual, lo que se traduce en mayor desplazamiento de GDC. De las tablas se puede observar que, para el anteúltimo valor de demanda del subsistema, la GDC necesaria para mantenerlo en límites admisibles operables se reduce en un 29,16%.

Por último, se identifica que las restricciones se presentan para ambos escenarios en prácticamente los mismos nodos de 132 kV: San José, Oro Plata, Cerro Negro, V. y Hermoso; los cuales se presentan como nodos radiales, en extremo del corredor, lo cual implica elevadas impedancias.

La Figura 8. 1 representa la proyección de la energía proveniente de las GDC que es necesaria brindar en el sistema para reducir los niveles de ENS, y su tiempo anual de operación. Si se comparan ambos escenarios se puede deducir que el escenario con obras es el que menor GDC necesita reduciendo sus niveles de energía en un 19,6% para el año 2036, 31,8% en 2042, lo que marca una tendencia ascendente en lo que respecta a los márgenes de reducción del caso con obra en comparación al caso sin obras. Figura 8. 1

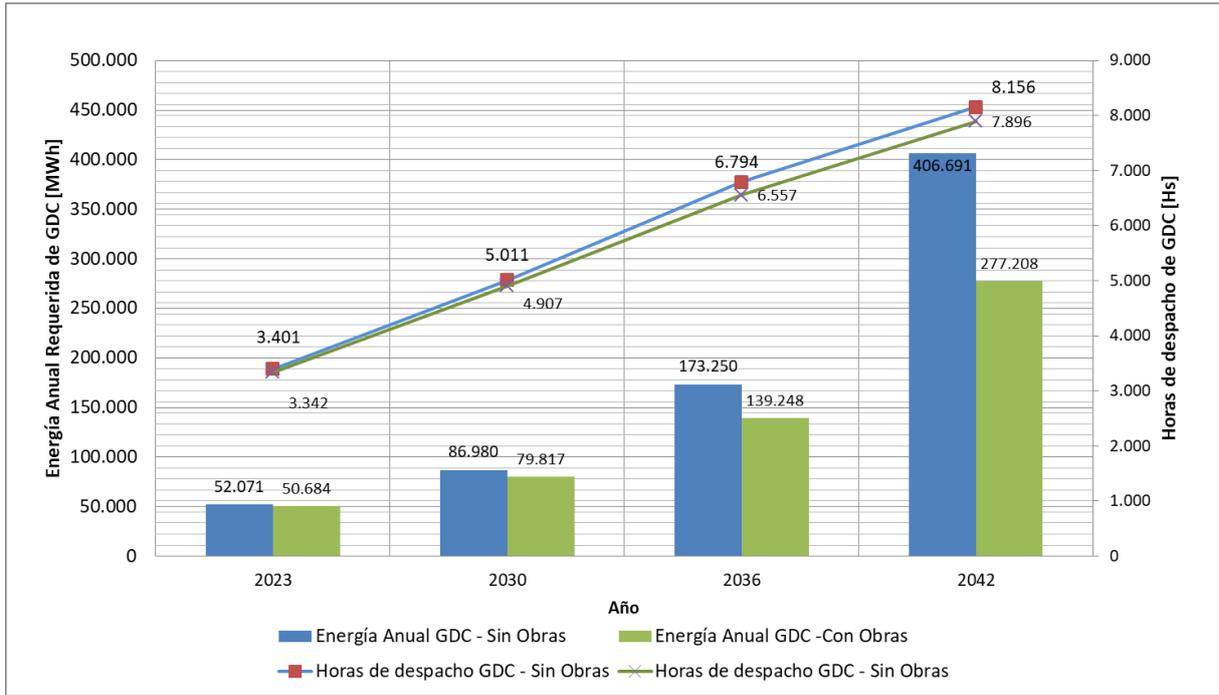


Figura 8. 1 Energía anual de GDC y tiempo de operación. Comparativa entre escenarios con y sin obras (Fuente: Elaboración propia)

La Figura 8. 2 representa los niveles de ENS para cuatro años analizados donde se destaca una considerable disminución de ENS para el caso que presenta las obras eléctricas alcanzando una reducción del 22,3% de ENS para el año 2024 y, al igual que el grafico anterior, los márgenes entre ENS con y sin obras se van ampliando a medida que la demanda del subsistema crece.

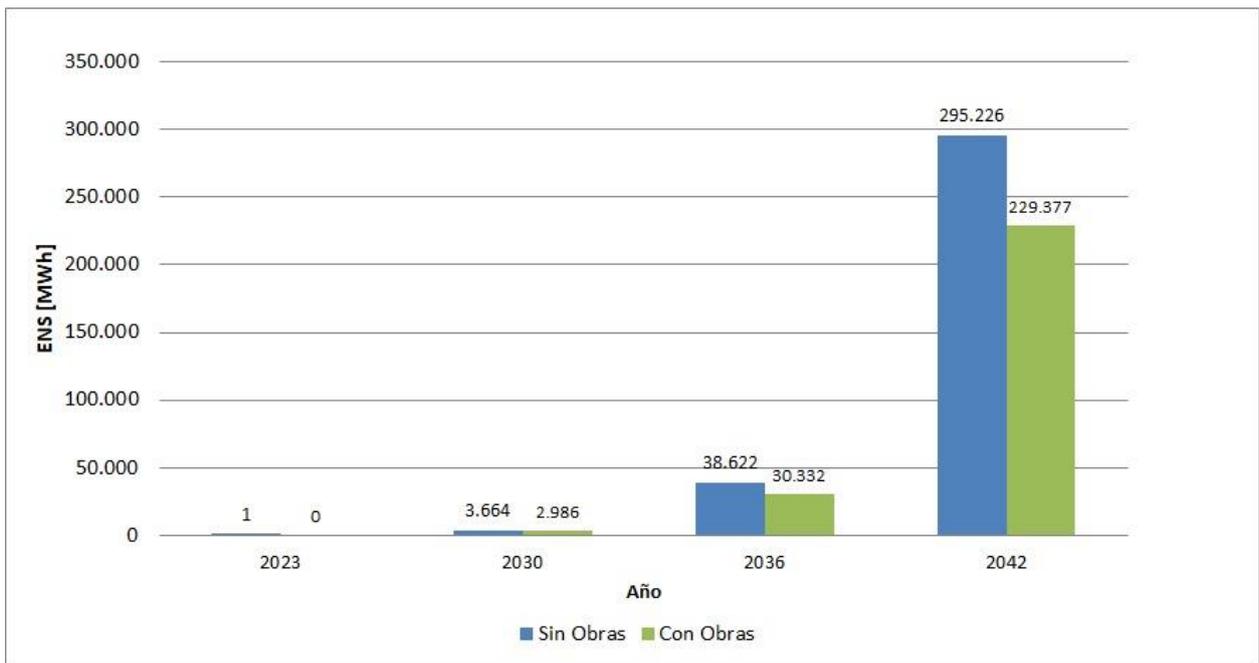


Figura 8. 2 Comparativa de ENS anual para escenarios con y sin obras (Fuente: Elaboración propia).

8.2 Comportamiento de la demanda de la red de subtransmisión de TRANSPA

En la Figura 8. 3 se presentan las curvas de carga del día donde se producen los valores máximos y mínimos de demanda en toda la red de subtransmision de TRANSPA. La máxima demanda del corredor se logra a las 13:20 Hs del día 23 del mes de Marzo alcanzando un valor de 1307 MW, mientras que la demanda mínima se registró a las 07:10 del día 19 de Noviembre.

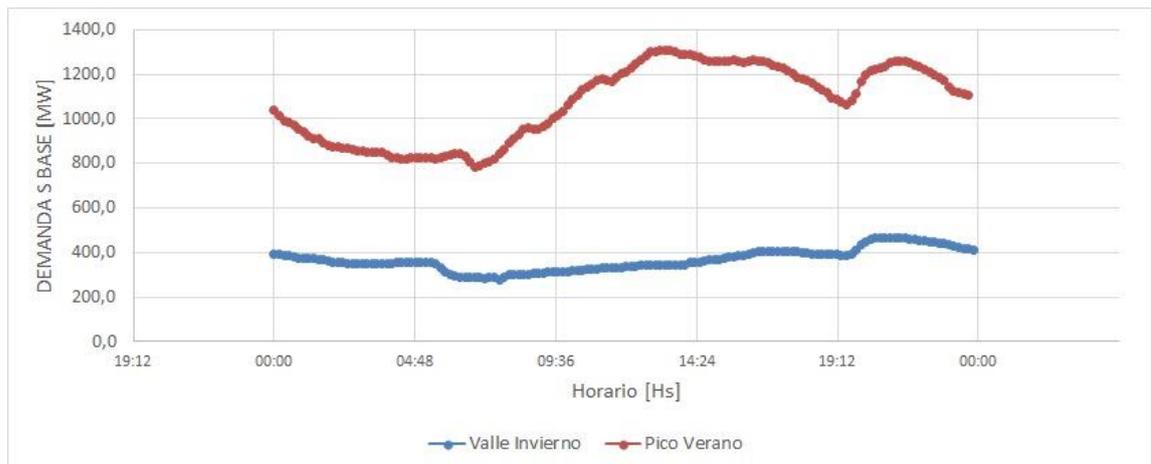


Figura 8. 3 Perfiles de carga diarios de la red de TRANSPA para ambos escenarios de demanda (Fuente: Elaboración propia).

Las curvas fueron realizadas tomando como base el comportamiento de una demanda típica de la zona, extrapolarlo su valor pico al valor máximo del subsistema patagónico que considera la totalidad de las cargas.

Teniendo en cuenta que el subsistema presenta restricciones serias ante el despacho de potencia de las generaciones existentes en la zona para los escenarios de demanda planteados, es de interés analizar y cuantificar la energía que es desaprovechada debido a estas limitaciones, dado que tendrán un impacto significativo en el análisis económico.

Partiendo de los recortes de potencia analizados en estudios previos, resumidos en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, donde se han calculado los recortes de energía de las diferentes tecnologías de generación que debe restringirse ante los niveles de demanda planteados, se procede a determinar los recortes de generación ocasionados para todos los días del año, considerando que tanto las generaciones como la demanda son variables a lo largo del tiempo y las superposiciones entre todas estas curvas de demanda y generaciones dan como resultado recortes de energía diferentes para cada tipo de tecnología. Para lograr determinar cuánto es el recorte de energía que le corresponde a cada tecnología fue necesario cruzar las curvas de demanda del subsistema con la potencia disponible horaria de cada una de las tecnologías, tomando las siguientes consideraciones:

- ✓ En el caso de la CH Ameghino, se ha considerado que su potencia es constante para todo su horario aceptando un desvío en los resultados finales.
- ✓ En el caso de la CH Futaleufú, se ha considerado el despacho post-operativo real del SADI para el año 2021.
- ✓ La potencia diezminutal disponible de los PEs es el resultado de sumar la potencia disponible individual horaria de cada uno de los PEs, cuyos valores han sido explicados en capítulos precedentes.
- ✓ Los intervalos de tiempo de las curvas de demanda y generaciones son de 10 minutos y se analizan 20 años de estudio, considerando una tasa de crecimiento interanual acumulada de 4%.

Para determinar los recortes de energía correspondientes a cada tecnología de generación en función de su potencia instantánea disponible, se parte de los valores de potencia globales que deben recortarse en los escenarios más exigentes, designados como el 02 y el 04. Luego, se contrasta el nivel de demanda instantánea con la generación instantánea disponible para cada tecnología, evaluada en intervalos de diez minutos. Si la potencia instantánea disponible excede la potencia instantánea máxima permitida por el subsistema, se requiere realizar un recorte de potencia, asegurándose de no sobrepasar esta máxima permitida por el subsistema.

Para los escenarios 02 y 04, donde se considera el despacho de las diferentes tecnologías de generación al máximo disponible, se deben realizar los recortes de potencia según la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** en el instante de demanda máxima y mínima del subsistema.

Tecnología de generación	Potencias de recorte según Escenarios [MW]	
	Escenario 02	Escenario 04
Ameghino	47	47
Futaleufú	201	289
PEs	17	85

Tabla 8. 3 Resumen recortes RAG/DAG por tipo de generación para escenarios más exigentes (Fuente: Elaboración propia).

En la Figura 8. 4 observa en color azul, la curva de potencia para el día de demanda mínima del subsistema y, en color rojo, la potencia máxima disponible de las diferentes tecnologías de generación en estudio (a excepción de las térmicas). La potencia disponible posible a ser brindada en el subsistema de transmisión es altamente superior a su demanda, por lo que una parte será destinada a abastecer las cargas del propio subsistema y lo restante es posible exportarlo. Pero como se ha visto, existen restricciones en el subsistema que hacen que sea necesario recortar energía de las distintas tecnologías de generación. Estos recortes de

potencia se ven reflejado en la curva verde, donde se tiene en cuenta la sumatoria de toda la potencia recortada del conjunto de tecnologías de generación en estudio. Finalmente, en color violeta, se define la curva de potencia real que es tolerable por el sistema.

En la Figura 8. 4 se refleja la potencia máxima real posible de inyectar en el subsistema de subtransmisión patagónico considerando el día de demanda mínima y las potencias totales disponibles del conjunto de tecnologías renovables de generación.

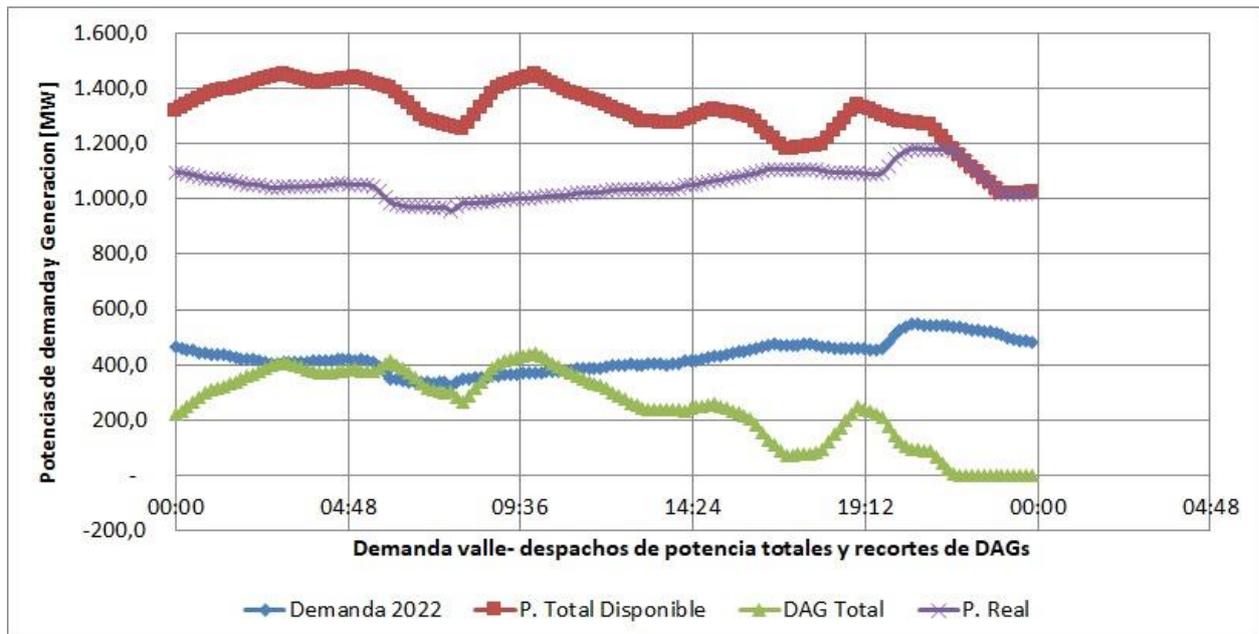


Figura 8. 4 Potencia máximas real posible de inyectar en el subsistema patagónico considerando el día de demanda mínima y las potencias totales disponibles del conjunto de tecnologías disponibles de generación (Fuente: Elaboración propia).

Para el día analizado, es necesario reducir generación para casi la totalidad del tiempo, más precisamente desde las 00:00 [Hs] hasta las 22:00 [Hs]. También se observa que el mayor recorte energético se produce a las 10:00 [Hs] de la mañana, donde casualmente coinciden los valores más bajos de demanda con los mayores valores de generación disponible en el día.

En la Figura 8. 5 se analiza el recorte de potencia para el día de demanda mínima. En esta figura, la curva de color violeta representa la potencia que es necesario recortar. Este recorte se realiza en primer lugar en la CH Ameghino, alcanzando el total de su potencia nominal durante un largo período de tiempo. A continuación, se lleva a cabo el recorte de potencia en la CH Futaleufú y, por último, se realiza el recorte de potencia en los PEs, los cuales se consideran como la última instancia debido a su prioridad de despacho.

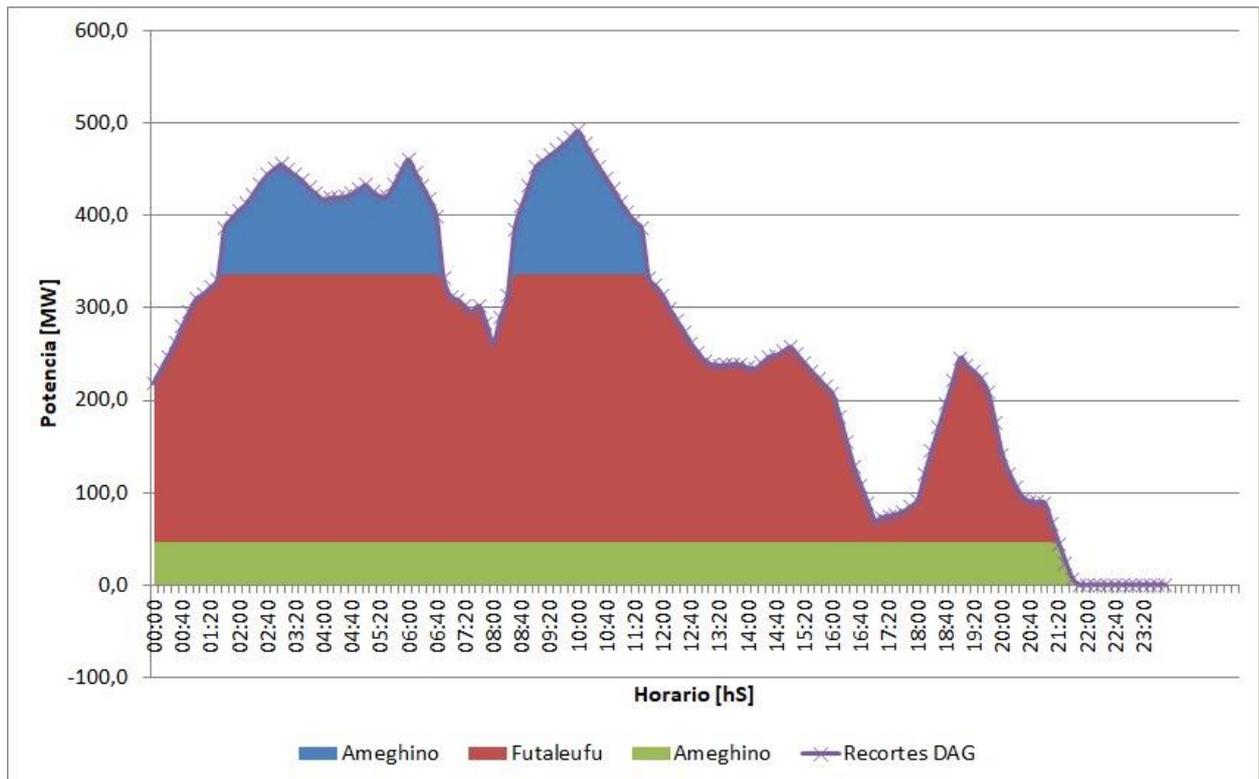


Figura 8. 5 RAG/DAG de distintas tecnologías de generación antes escenario del día de mínima demanda (Fuente: Elaboración propia).

El análisis de recorte de potencia se analiza para todos los años de estudio, según las consideraciones de crecimiento de demanda anual. Las y 185.386 [MWh/año], para luego ir nuevamente en aumento llegando 8,36% de energía vertida en el año 2042 en relación al escenario con obras, lo que totalizan 552.003 [MWh/año] para dicho año de estudio.

Si se analiza la energía derramada por los Parques Eólicos (PEs) durante todo el período de estudio, tras los cálculos realizados se deduce que la energía total derramada representa el 4% en el escenario sin obras, en comparación con la energía que podría generarse en el escenario con obras. Este porcentaje equivale a 5.726 GWh para todo el período de estudio.

y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** representan la energía entregada al sistema de las CHs implicadas en la zona (Futaleufú y Ameghino) y la energía del conjunto de PEs, para todos los años de análisis.

En el escenario sin las obras, a medida que aumenta la demanda, el sistema permite un incremento de energía proveniente de ambas tecnologías de generación analizadas hasta el año 2030, donde a partir de allí comienza a producirse un decremento de energía capaz de recibir.

En Figura 8. 6 se analiza la energía eólica que el sistema es capaz de absorber para ambos escenarios planteados. Para el año 2023 es necesaria una reducción de 4,45% de energía en relación al escenario con obras, lo que se implica una pérdida de energía eólica de

304.574 [MWh/año]. Estos niveles se van reduciendo a medida que la demanda del subsistema se va incrementando, donde se alcanza la mínima pérdida de energía en el 2030, siendo ésta 2,66% y 185.386 [MWh/año], para luego ir nuevamente en aumento llegando 8,36% de energía vertida en el año 2042 en relación al escenario con obras, lo que totalizan 552.003 [MWh/año] para dicho año de estudio.

Si se analiza la energía derramada por los Parques Eólicos (PEs) durante todo el período de estudio, tras los cálculos realizados se deduce que la energía total derramada representa el 4% en el escenario sin obras, en comparación con la energía que podría generarse en el escenario con obras. Este porcentaje equivale a 5.726 GWh para todo el período de estudio.

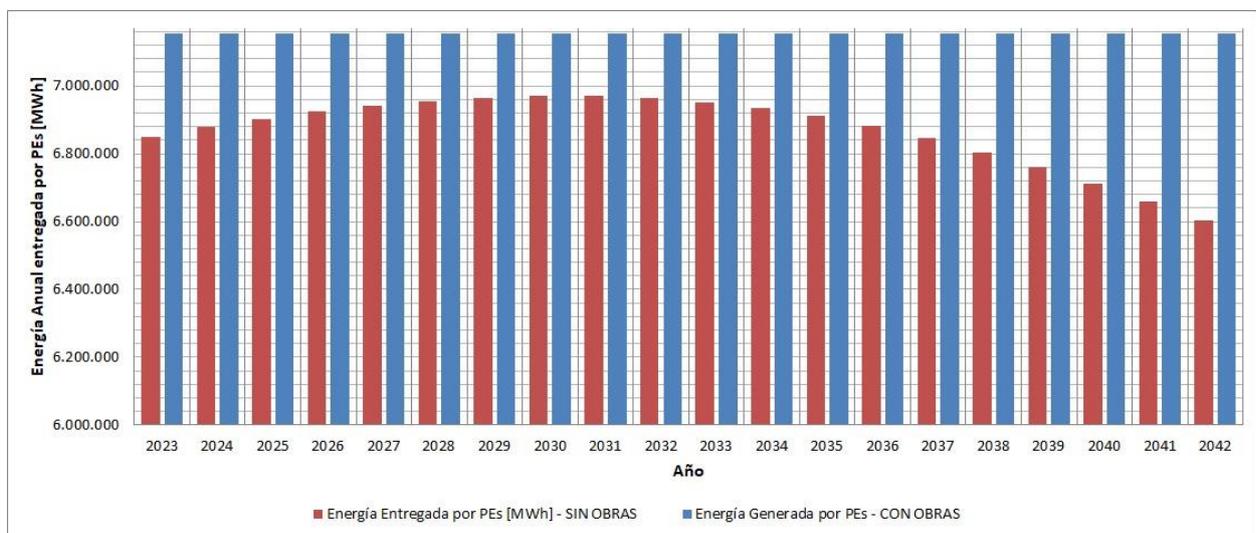


Figura 8. 6 Energía anual de PEs entregada al SADI para escenarios con y sin obras de infraestructura eléctrica (Fuente: Elaboración propia).

En la Figura 8. 7 el sistema admite un margen del 23,27% de energía proveniente de las CHs, con relación al escenario sin las obras de infraestructura eléctrica, alcanzando niveles del orden de 11,45% para el año 2042, lo que se refleja en 326.442 [MWh/año].

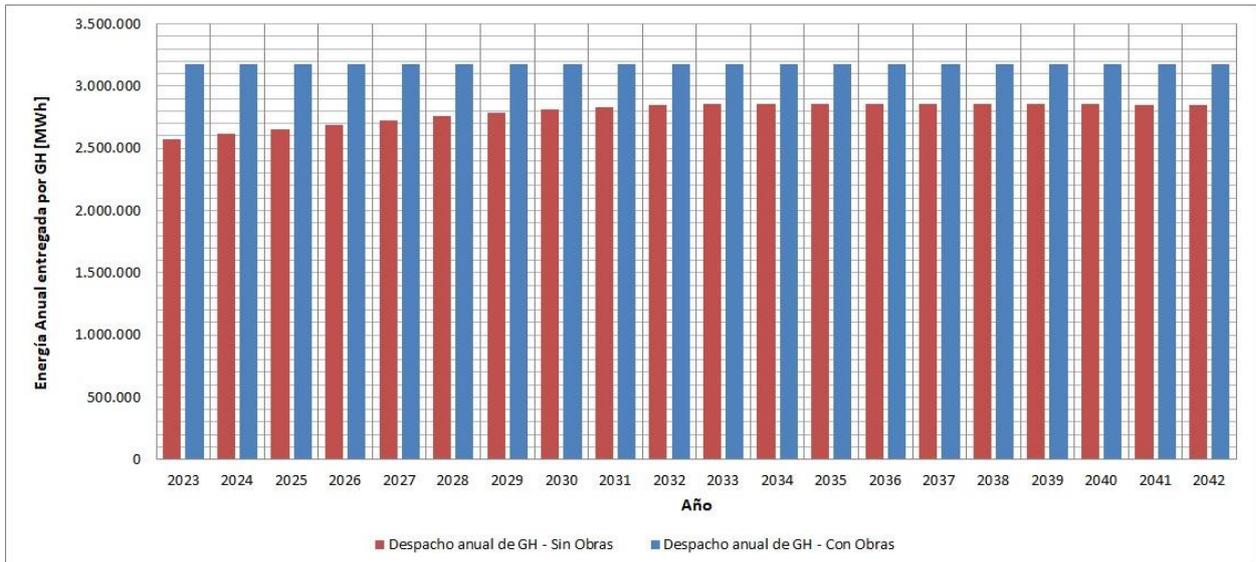


Figura 8. 7 Energía anual de Futaleufú y Ameghino entregada al SADI para escenarios con y sin obras de infraestructura eléctrica (Fuente: Elaboración propia).

La Figura 8. 7 representa el balance anual de energía del sistema, que se obtiene de la diferencia entre la totalidad de la energía producida por las diferentes tecnologías de generación y la demanda del sistema, considerando su correspondiente crecimiento de demanda anual. Se puede observar que el sistema es netamente exportador de energía para ambos escenarios desde el presente hasta el año 2036, donde la situación se invierte pasando a importar energía del sistema a partir del año 2037.

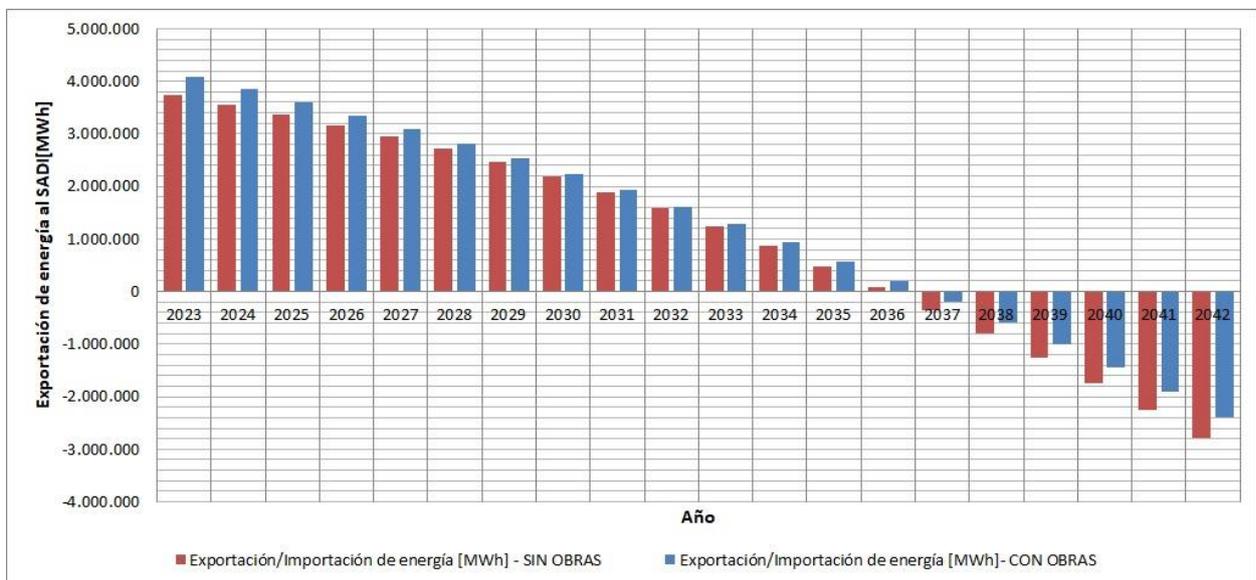


Figura 8. 8 Exportación e importación de energía eléctrica al SADI en escenarios con y sin obras eléctricas (Fuente: Elaboración propia).

8.3 Estudio técnico-económico

El presente estudio económico presume como hipótesis que TRANSPA será quien se encargue de realizar la inversión de las obras de infraestructura eléctrica evitando el pago de multas a los PEs, los cuales se consideran de carácter privado.

El análisis se enfoca en la comparativa entre la relación de los costos de inversión operación y mantenimiento de las nuevas obras eléctricas que permiten evitar altos niveles de ENS y la gracias al aporte de energía proveniente de los PEs que no pueden introducirse en el sistema patagónico debido a la actuación de los esquemas RAG/DAG, para evitar sobrecargas en líneas y/o transformadores del sistema.

El análisis se apoya en los indicadores que se definen a continuación:

- ✓ Inversión (INV): monto de dinero necesario para llevar a cabo la obra, con la finalidad de que se incremente con las ganancias que genere ese proyecto.
- ✓ Valor actual neto (VAN): El valor presente neto o valor actual neto (VAN) es el valor presente de todos los flujos del proyecto (positivos y negativos) relevantes en su evaluación. Este método consiste en determinar la equivalencia, en el presente, de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y compararla con el desembolso inicial.

La fórmula del VAN es la siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FF_j}{(1+i)^j} \quad \text{Ec 8. 1}$$

Dónde:

I_0 : es la inversión realizada en el momento inicial ($t = 0$).

FF_j : son los flujos en el período t .

n : es el número de años del horizonte de evaluación.

i : es el tipo de descuento o tasa de oportunidad del dinero

Para actualizar o "descontar" el flujo de cada periodo, éste se multiplica por un factor de descuento:

$$fd_j = \frac{1}{(1+i)^j} \quad \text{Ec 8. 2}$$

Se debe notar que el factor de descuento es mayor conforme se avanza en la vida del proyecto, es decir, se divide el flujo entre un número más grande. Esto refleja el hecho de que los recursos en el presente valen más que en el futuro

El resultado obtenido con el VAN será un factor clave a la hora de tomar una decisión en relación a la inversión asociada al proyecto. Permite evaluar si las inversiones son viables y, además, permite realizar una comparativa entre distintos tipos de proyectos.

Los criterios de evaluación del VAN son los siguientes:

- VAN > 0: El valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión a la tasa de descuento elegida generará beneficios.
 - VAN = 0: El proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, por lo que se podría o no aceptar el proyecto.
 - VAN < 0: El proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.
- ✓ La relación VAN/INV: Determina cuantas veces más grande es el beneficio respecto de la inversión, ayuda a generar un comparativo de los ingresos y costos a valor presente. Por cada unidad invertida, se espera la misma unidad y un excedente.
- ✓ Tasa interna de retorno (TIR): Es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión, en otras palabras, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión. Se expresa en tanto por ciento.

También se define como el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, para un proyecto de inversión se expresa según la siguiente ecuación:

$$VAN = -I_0 + \sum_{j=1}^j \frac{FF_t}{(1 + TIR)^j} = 0 \quad \text{Ec 8. 3}$$

Dónde:

FF_t : son los flujos de dinero en cada periodo t.

I_0 : es la inversión realizada en el momento inicial (t = 0).

j : es el número de periodos de tiempo.

Teniendo en cuenta que “i” es la tasa de descuento de flujos elegida para el cálculo del VAN, el criterio de decisión será:

- Si $TIR > i$: el proyecto de inversión será aceptado. En este caso, la tasa de rendimiento interno que se obtiene es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.
- Si $TIR = i$: es una situación similar a la que se produce cuando el VAN era igual a cero. En esta situación, la inversión podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.
- Si $TIR < i$: el proyecto debe rechazarse. No se alcanza la rentabilidad mínima que se le solicita a la inversión.

Para el estudio se analizaron los indicadores mencionados teniendo en cuenta un período de estudio de 20 años, lo cual se corresponde con la vida útil de las obras a ejecutar y el período de funcionamiento de los PEs, y se adopta una tasa de descuento de 10%. Se considera el primer año de estudio como el tiempo estimado destinado a la ejecución de las obras eléctricas totalizando un período de estudio desde el año 2022 al 2042.

El análisis de los indicadores económicos se determina en relación a las siguientes variables que componen el FF:

$$FF = -I_0 + ITE_{SADI} - C_{O\&M} + PEN_{ENS} \quad \text{Ec 8. 4}$$

- I_0 : Inversión de obra eléctricas
- ITE_{SADI} : Ingreso por transporte de energía en el SADI
- $C_{O\&M}$: Costos de O&M de la nueva infraestructura eléctrica
- PEN_{ENS} : Ahorro por penalizaciones de ENS

A continuación, se amplía la información de cada una de las variables que componen el FF.

8.3.1 Costos de inversión de obras eléctricas y costos de operación y mantenimiento

Se tienen en cuenta para los cálculos de los indicadores económicos costos de obras eléctricas de referencia. No se considera la inversión de los PEs debido a que la misma forma parte de inversión privada.

Tabla 8. 4 Costos unitarios de obras de infraestructura eléctrica (Fuente: Elaboración propia)

Obra Eléctrica	Costo	Unidad
LAT Aérea Convencional 132 kV ST 300/50 Al/Ac	277.674,03	[USD/km]
LAT Aérea Convencional 132 kV ST 240/40 Al/Ac	220.293,52	[USD/km]
Transformador 500/132/34,5 kV o 132/34,5/13,86 kV	34.871,38	[USD/km]
Campo de línea/transformador de 500 kV	2.726.326	[USD]
Banco de Capacitores 500 kV	140.934,61	[USD/MVAr]

Además de los costos de inversión, también se consideran los costos por operación y mantenimiento de cada una de las obras, los cuales son gastos fijos anuales que se mantienen a lo largo de todo el periodo de estudio y se determinan como un porcentaje del valor de inversión de cada obra. En el caso de estudio, se han considerado a los costos de O&M como el 1,5 % del valor de inversión de las obras.

En la Tabla 8. 5 se representan los costos de inversión y por cada una de las obras eléctricas asociadas al sistema eléctrico patagónico, mientras que en la

Tabla 8. 6 se relacionan los costos de O&M para cada una de las obras implicadas.

**Tabla 8. 5 Costos estimados para los proyectos eléctricos implicados
(Fuente: Elaboración propia).**

N°	Obra de infraestructura eléctrica	Potencia [MVA]	Longitud [km]	Costo Estimado [USD]
1	Construcción de segunda LAT en 132 kV entre Comodoro Rivadavia A1 y Pico Truncado.	-	138,0	28.005.882
2	Construcción de segunda LAT en 132 kV entre CT. Patagonia y Comodoro Rivadavia A1	-	6,9	1.400.294
3	Construcción de segunda LAT en 132 kV entre P. Madryn y DGPAL.	-	5,7	1.156.764
4	Construcción de segunda LAT en 132 kV entre DGPAL – Trelew.	-	62,0	12.582.352
5	Repotenciación de ET Puerto Madryn 330/132/33 kV. Se reemplaza el T1 330/132/33 kV de 60 MV por uno de 120 MVA de las mismas características al T2.	120	-	2.933.333
6	Repotenciación de ET Puerto Madryn 500/330/33 kV. Se agrega un transformador de 450 MVA en paralelo con el existente.	450	-	11.000.000
7	Instalación de banco Shunt de capacitores 150 MVAR en barra de 500 kV Puerto Madryn.	150	-	3.000.000

Tabla 8. 6 Costos de O&M (Fuente: elaboración propia)

Costo de O&M	Costo	Unidad
Costos de Operación y Mantenimiento (O&M) LAT	4.165,11	[USD/km/año]
Costos de Operación y Mantenimiento (O&M) ET	523,07	[USD/kW/año]
Costos de Operación y Mantenimiento (O&M) SHUNT	2.114,02	[USD/kVAR/año]

Para analizar en mayor detalle las variables que intervienen en la Ec 8. 4, a continuación, se amplía el contenido de cada una de ellas.

8.3.2 ITE_{SADI} : Ingreso por transporte de energía al SADI

Tiene en cuenta el ingreso debido al aumento de energía disponible a transportar en niveles de 132 kV por la empresa transportista.

En escenarios base donde es necesaria la aplicación de DAG o RAG para cumplir con las restricciones impuestas por la red de subtransmisión en lo que respecta condiciones admisibles de operabilidad, existe un volumen de energía que no es posible transportar por la

compañía de distribución troncal. Por lo tanto, el ITE_{SADI} tiene en cuenta la valorización monetaria de la energía adicional que es posible operar por la compañía transportista gracias a la puesta en servicio de las obras eléctricas propuestas, que permiten incrementar la energía inyectada a la red por parte de los proyectos de PEs.

De acuerdo al desagregado de costos que integran el precio monómico completo de la energía eléctrica en el SADI, el transporte de energía alcanza un valor de 1,8 [USD/MWh] (CMMESA, 2021), por lo tanto el ITE_{SADI} se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$ITE_{SADI} = [(ET_{CO} - ENS_{CO}) - (ET_{SO} - ENS_{SO})] [MWh] \times 1,8 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \quad \text{Ec 8. 5}$$

- ET_{CO} : Energía transportada por redes de AT del sistema patagónico en escenario con obras
- ENS_{CO} : Energía No Suministrada en escenario con obras
- ET_{SO} : Energía transportada por redes de AT del sistema patagónico en escenario sin obras
- ENS_{SO} : Energía No Suministrada en escenario sin obras

8.3.3 PEN_{ENS} : Penalizaciones por ENS

La energía que el sistema no es capaz de abastecer se traslada a la transportista como una penalización por demanda no abastecida. Esas penalizaciones dan lugar a un costo que se asocia a la ENS y que será diferente para ambos escenarios planteados. Las obras de infraestructura favorecen a la reducción de las penalizaciones por ENS por lo que en el FF esta variable se asocia a un “ingreso de divisas”. En este sentido, el ahorro en penalizaciones por ENS se obtiene según la Ec 8. 6, siendo el *costo ENS* igual a $1.500 \left[\frac{USD}{MWh} \right]$.

$$PEN_{ENS} = (ENS_{SO} - ENS_{CO}) \times \text{costo ENS} \left[\frac{USD}{MWh} \right] \quad \text{Ec 8. 6}$$

8.3.4 Análisis de resultados

Con los valores obtenidos se ha confeccionado los gráficos de barras de las Figura 8. 9 y Figura 8. 10 donde es posible visualizar los FF del proyecto. Los valores negativos representan erogaciones de dinero y los positivos ingresos de dinero. Se puede observar que para el año 2022 el flujo es negativo dado que es el año inicial de las inversiones, por lo cual solo hay egreso de dinero del flujo de caja. Para el resto de los años, los valores son positivos y comienzan a ser notables a partir del año 2032 donde existe gran incidencia en los ingresos por penalizaciones evitadas por ENS, las cuales siguen un aumento de manera exponencial.

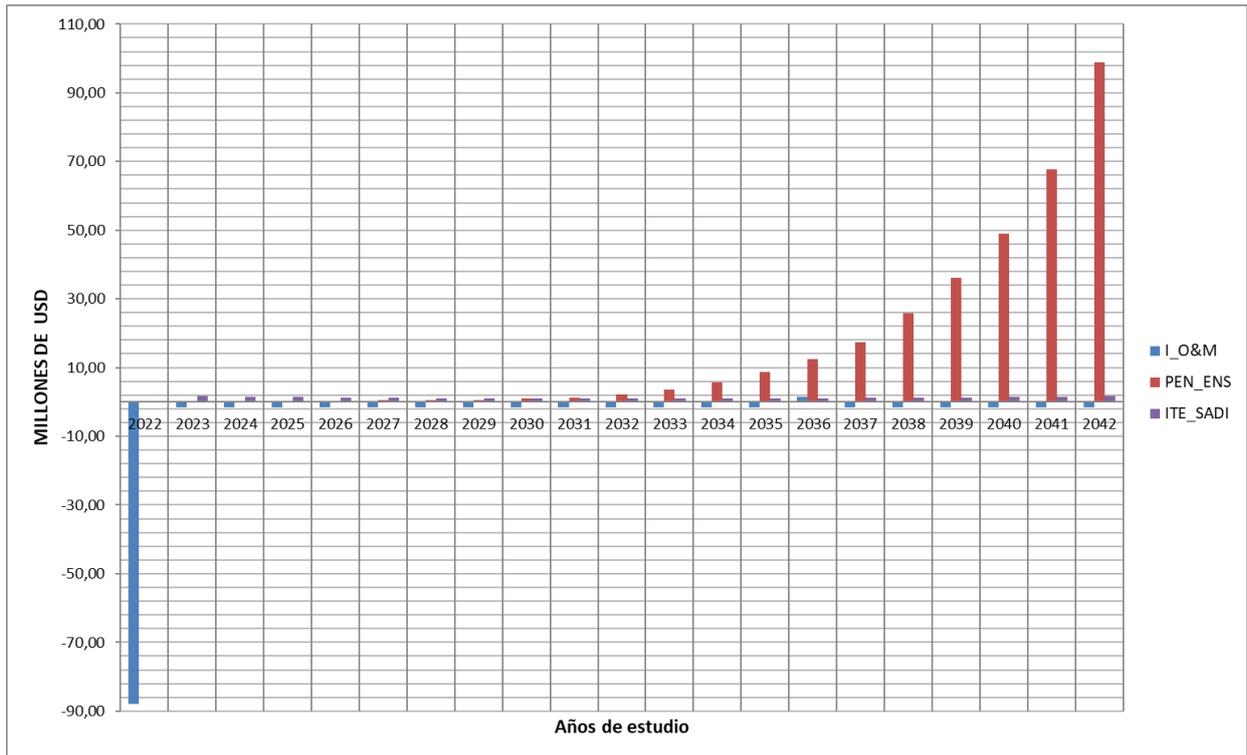


Figura 8. 9 Costos de inversión, O&M e ingresos por venta de energía y ENS evitada para todo el período de estudio (Fuente: Elaboración propia).

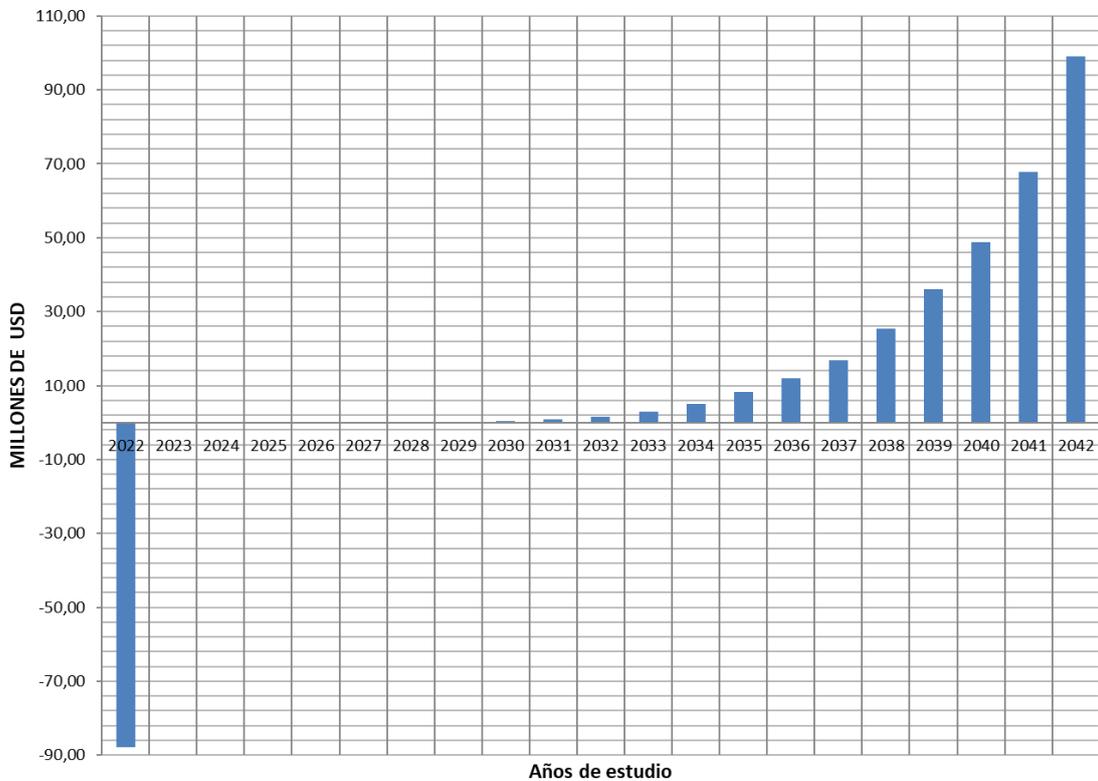


Figura 8. 10 Flujo de fondos para el período de estudio (Fuente: Elaboración Propia).

Finalmente, en la Tabla 8. 7 se presenta el resumen de los indicadores económicos en estudio, donde se observa la obtención de un VAN negativo, una TIR del 8% (la cual inferior al

10% de la tasa de descuento adoptada) y una relación VAN/INV negativa, lo que deja concluir que, si bien las obras eléctricas en el sistema patagónico son capaces de resolver los problemas técnicos, no se considera rentable para compañía de distribución troncal asumir la inversión de las mismas.

Tabla 8. 7 Indicadores económicos en estudio (Fuente: Elaboración propia)

VAN [USD]	INV [USD]	VAN/INV	TIR
-26.475.052,62	87.851.280,26	-0,30	8%

9. Capítulo 8: Conclusiones

Luego de analizar el recurso eólico de la región patagónica se puede concluir que la misma presenta características excelentes para impulsar inversiones que permitan el crecimiento de la energía eólica. Esto se refleja en la gran cantidad de PEs adjudicados en las diferentes rondas de licitaciones, con aportes muy importantes de potencia al SADI.

También se advierte que el sistema patagónico no se destaca por ser una región con gran demanda de potencia, sino todo lo contrario, es decir, resulta ser una región netamente exportadora de energía, canalizando su flujo de potencia a través de las redes de 132 y 500 kV del SADI hacia el gran centro de consumo (GBA). Este fenómeno se acentuará con la puesta en servicio de los PEs que se encuentran actualmente en etapa de desarrollo, lo que implica una mayor exigencia de las redes de transporte implicadas, con grandes solicitaciones en líneas de extra alta tensión en aquellos elementos constitutivos de la red, ante el ingreso individual y en conjunto de los diferentes proyectos de PEs, abarcando el vertido energético de los todos los PEs ante los escenarios de demanda-generación más exigentes.

En relación al análisis estadístico del viento y su relación con la energía producida por cada proyecto, los Fc netos de los PEs se establecen en un promedio de 54%, dentro de un rango que varía entre 48% a 59%, lo cual representan un nivel "Extraordinario" según categorizaciones de los autores de las referencias bibliográficas utilizadas. También, se destaca los elevados factores de operación y horas de servicio de los diferentes proyectos.

En lo que respecta al comportamiento eléctrico del sistema, se han realizado estudios de flujos de potencia para diversos escenarios carga que permitieron detectar los puntos críticos de la red que impiden su correcto funcionamiento y se acentúan cuando el despacho de generación eólica se hace presente. Se destaca como limitantes más importantes las sobrecargas en LAT y ETs para escenarios donde la demanda del sistema es mínima y se establecen niveles de generación elevados, correspondiente a las CH y a los PEs. Las limitaciones identificadas hacen que sea necesaria algún tipo de acción para evitar este tipo de restricciones y así garantizar la operabilidad del sistema. La aplicación de RAG/DAG se presenta como una solución cortoplacista, con la desventaja de efectuar recortes de potencia que alcanzan a los PEs, ocasionando un vertido de energía renovable e impidiendo a las CH a realizar el despacho del total de su potencia nominal disponible. Para el año 2023, el vertido de energía eólica alcanza los 304.574 [MWh], mientras que el recorte correspondiente a las CH suma un total de 599.650 [MWh].

Como segunda alternativa de solución, se proponen obras de infraestructura eléctrica para resolver los problemas relacionados con la red eléctrica. Tras un análisis técnico de ambas alternativas, se concluye que la implementación de estas obras en el subsistema patagónico, además de cumplir con los requisitos técnicos establecidos por los procedimientos de CAMMESA, elimina las sobrecargas en las ETs y las LATs en todos los escenarios propuestos. Esto se logra incluso con el máximo incremento de potencia que el sistema puede soportar, resultando en una reducción considerable en la carga de las LATs en comparación con los escenarios sin estas obras.

Finalmente, a partir del análisis de flujos económicos se puede observar que para el año 2022 el flujo es negativo dado que es el año inicial de las inversiones, por lo cual solo hay egreso de dinero del flujo de caja. Para el resto de los años, los valores son positivos y existe gran incidencia en los ingresos por penalizaciones evitadas por ENS.

En cuanto a los indicadores económicos analizados, se observa un VAN negativo, una TIR del 8% (que es inferior a la tasa de descuento adoptada del 10%) y una relación VAN/INV negativa. Esto lleva a la conclusión de que, aunque las obras eléctricas propuestas en el sistema patagónico pueden resolver los problemas técnicos, no resultan financieramente rentables para que la distribuidora asuma la inversión necesaria.

Si bien el análisis económico planteado resulta inviable si la distribuidora se hace cargo de la inversión, se ha demostrado la necesidad de obras eléctricas para solucionar los problemas técnicos que surgen con el ingreso de los parques eólicos (PEs). Dado que los mayores beneficiarios serán los propios PEs al poder ingresar la totalidad de su potencia nominal, se presenta como una opción alternativa del análisis económico la repartición de los costos asociados a las obras eléctricas entre los PEs, en proporción a su participación en la capacidad de uso de los nuevos elementos del sistema de transmisión en relación a la energía anual producida.

Anexo I

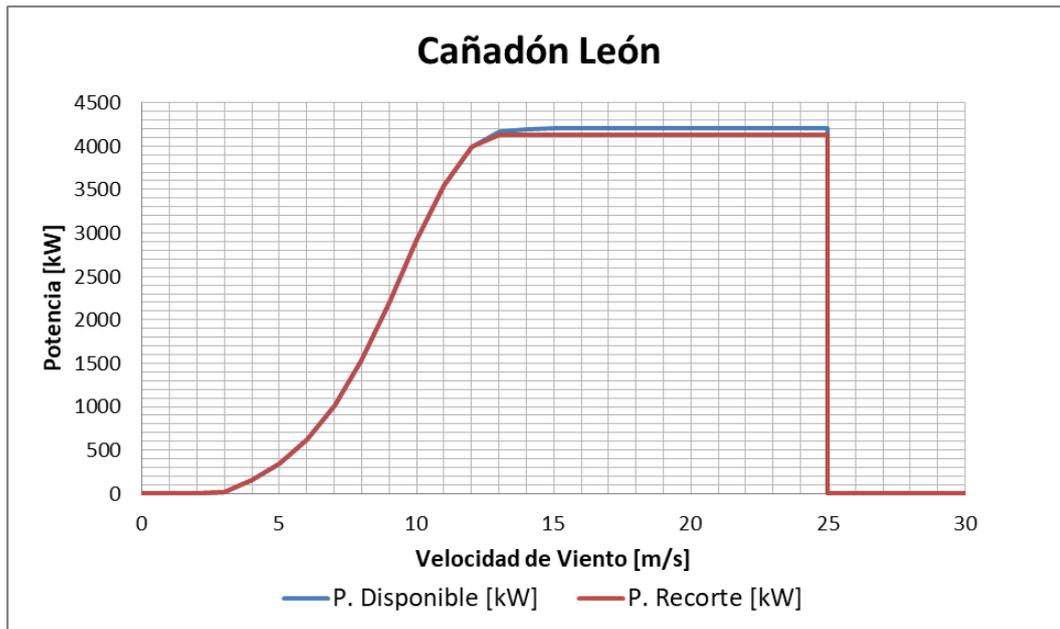


Figura I. 1 Curva de potencia Aerogenerador Vestas V117- 4,2 MW. PE Cañadón León
(Fuente: Elaboración propia)

Tabla I. 1 Características técnicas aerogenerador Vestas V117 – 4,2 MW

Características	Datos
Potencia nominal	4.200 [kW]
Diámetro del rotor	117 [m]
Altura del buje	84 [m] (IEC IIA) y 91,5 [m] (IEC IB)
Concepto de aerogenerador	Con caja multiplicadora, velocidad variable, sistema de control del ángulo de paso independiente para cada pala (Pitch).
Tipo de Rotor	Rotor a barlovento con control del ángulo de paso activo.
Número de palas del rotor	3
Área barrida	10.752 [m ²]
Sistema de conexión a la red	Convertidor full converter, tecnología back to back (CA – CC – CA).
Frecuencia	50 / 60 Hz
Velocidad de arranque	3 [m/s]
Velocidad de corte	25 [m/s]

(Fuente: <https://www.thewindpower.net>)

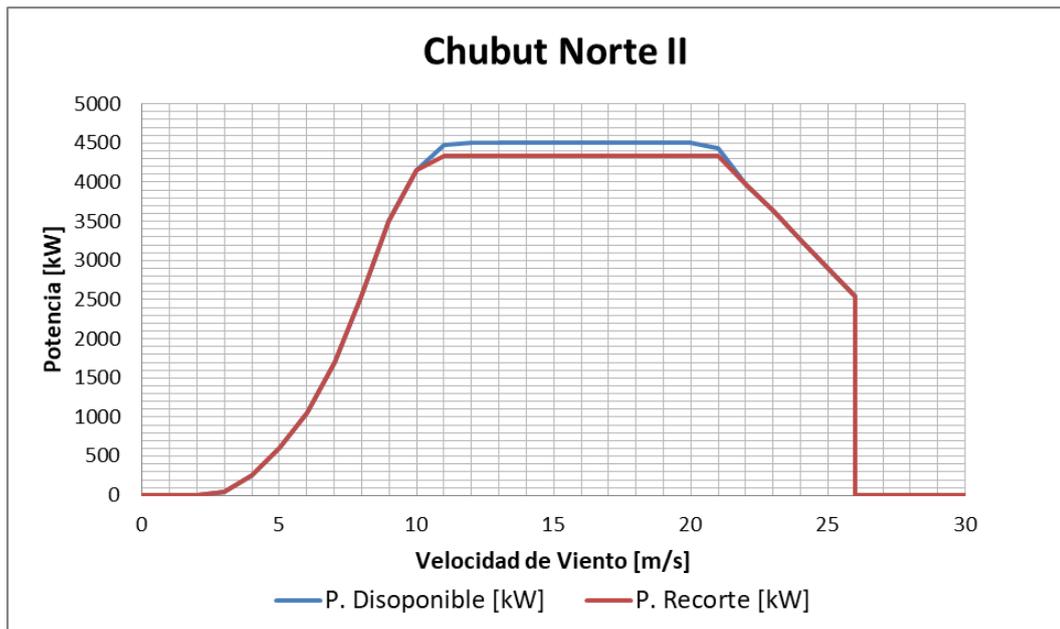


Figura I. 2 Curva de potencia Aerogenerador Nordex N149 – 4,5 MW. PE Chubut Norte II (Fuente: Elaboración Propia).

Tabla I. 2 Características técnicas aerogenerador Nordex N149 – 4,5 MW

Características	Datos
Potencia nominal	4.500 [kW]
Diámetro del rotor	149,1 [m]
Altura del buje	Hasta 164 [m]
Concepto de aerogenerador	Generador Asíncrono doblemente alimentado (DFIG)
Tipo de Rotor	Rotor a barlovento con control del ángulo de paso activo.
Número de palas del rotor	3
Área barrida	17.460 [m ²]
Sistema de conexión a la red	Directa
Frecuencia	50 / 60 Hz
Velocidad de arranque	3 [m/s]
Velocidad de corte	26 [m/s]

(Fuente: <https://www.nordex-online.com>)

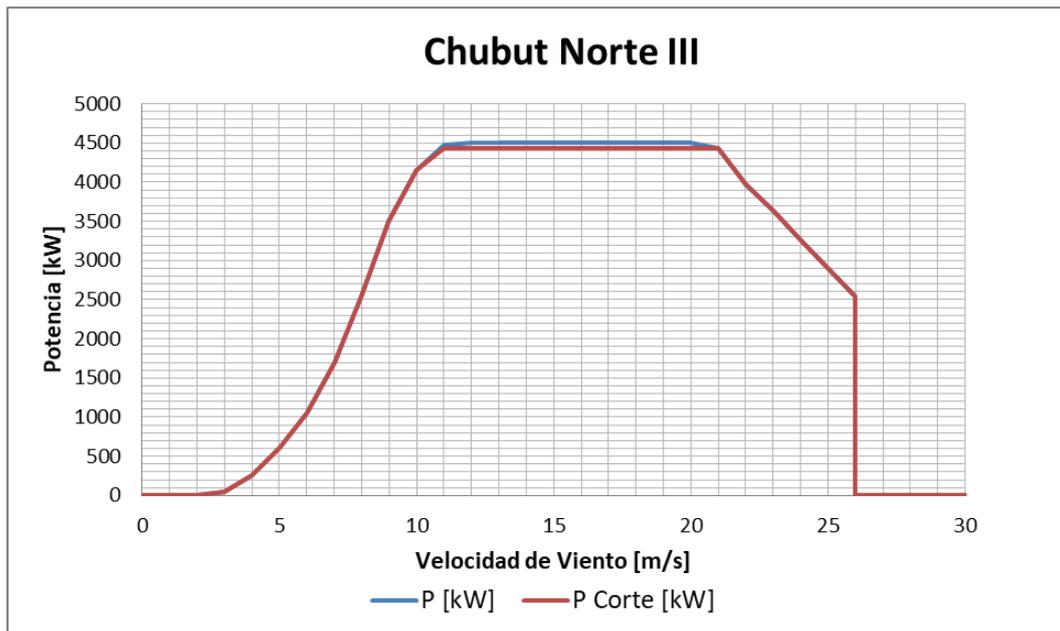


Figura I. 3 Curva de potencia Aerogenerador Nordex N149 – 4,5 MW. PE Chubut Norte III
(Fuente: Elaboración Propia).

Tabla I. 3 Características técnicas aerogenerador Nordex N149 – 4,5 MW

Características	Datos
Potencia nominal	4.500 [kW]
Diámetro del rotor	149,1 [m]
Altura del buje	Hasta 164 [m]
Concepto de aerogenerador	Generador Asíncrono doblemente alimentado (DFIG)
Tipo de Rotor	Rotor a barlovento con control del ángulo de paso activo.
Número de palas del rotor	3
Área barrida	17.460 [m ²]
Sistema de conexión a la red	Directa
Frecuencia	50 / 60 Hz
Velocidad de arranque	3 [m/s]
Velocidad de corte	26 [m/s]

(Fuente: <https://www.nordex-online.com>)

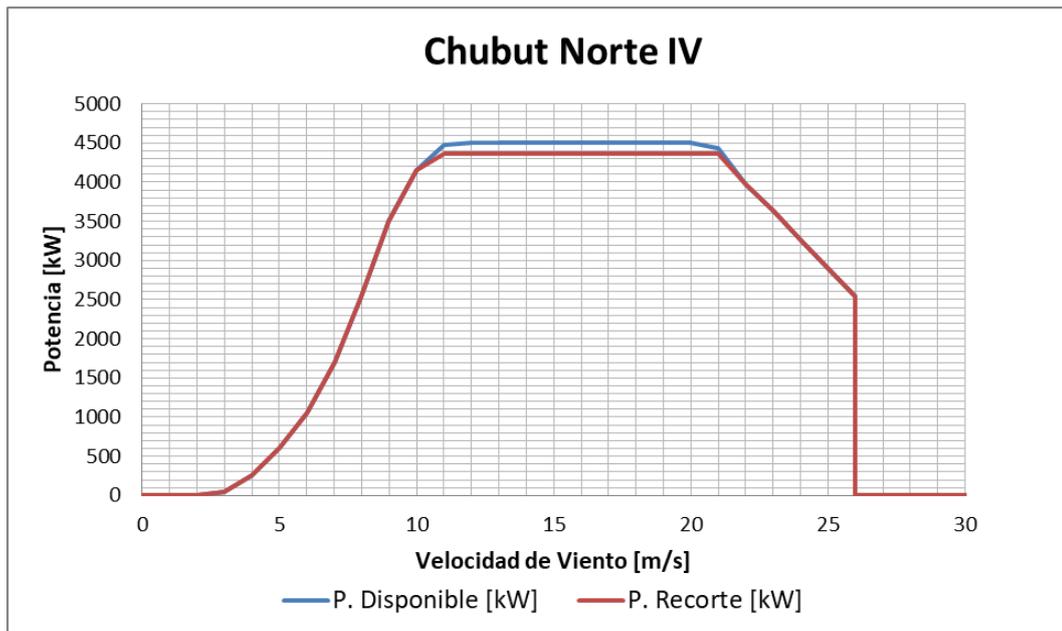


Figura I. 4 Curva de potencia Aerogenerador Nordex N149 – 4,5 MW. PE Chubut Norte IV (Fuente: Elaboración Propia).

Tabla I. 4 Características técnicas aerogenerador Nordex N149 – 4,5 MW.

Características	Datos
Potencia nominal	4.500 [kW]
Diámetro del rotor	149,1 [m]
Altura del buje	Hasta 164 [m]
Concepto de aerogenerador	Generador Asíncrono doblemente alimentado (DFIG)
Tipo de Rotor	Rotor a barlovento con control del ángulo de paso activo.
Número de palas del rotor	3
Área barrida	17.460 [m ²]
Sistema de conexión a la red	Directa
Frecuencia	50 / 60 Hz
Velocidad de arranque	3 [m/s]
Velocidad de corte	26 [m/s]

(Fuente: <https://www.nordex-online.com>)

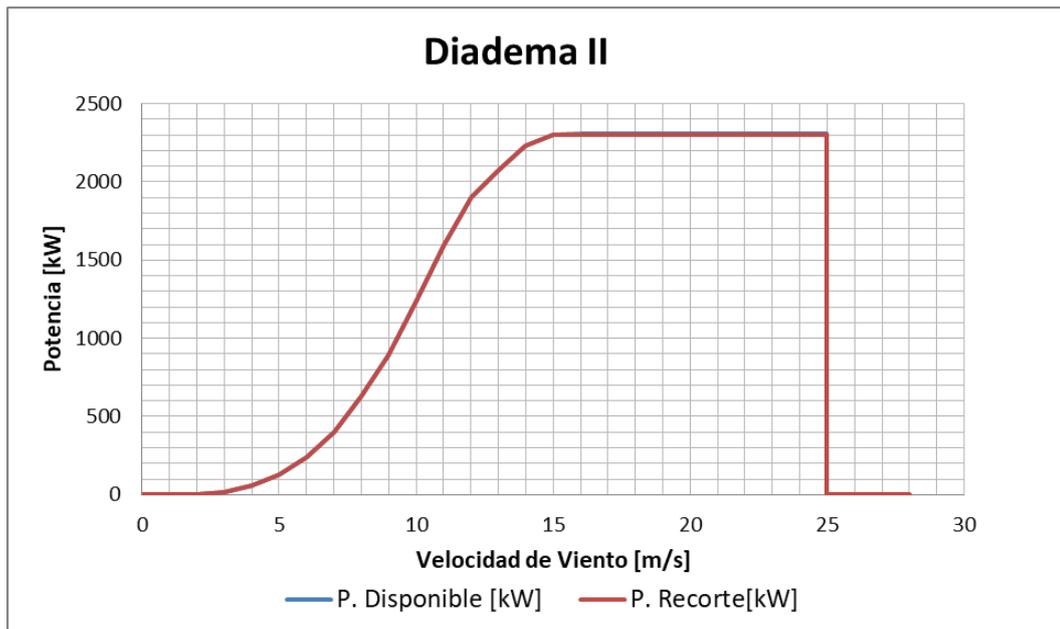


Figura I. 5 Curva de potencia Aerogenerador Enercon E70-2,3 MW. PE Diadema II (Fuente: Elaboración Propia).

Tabla I. 5 Características técnicas aerogenerador Enercon E70-2,5 MW.

Características	Datos
Potencia nominal	2.300 [kW]
Diámetro del rotor	70 [m]
Altura del buje	58 a 113 [m]
Concepto de aerogenerador	Sin caja multiplicadora, velocidad variable, sistema de control del ángulo de paso independiente para cada pala (Pitch).
Tipo de Rotor	Rotor a barlovento con control del ángulo de paso activo.
Número de palas del rotor	3
Área barrida	3.959 [m ²]
Sistema de conexión a la red	Indirecto. Generador Sincrónico Con convertidor full converter, tecnología back to back (CA – CC – CA).
Frecuencia	50 / 60 Hz
Velocidad de arranque	3 [m/s]
Velocidad de corte	28 – 30 [m/s] con control de ráfagas

(Fuente: <https://www.enercon.de>)

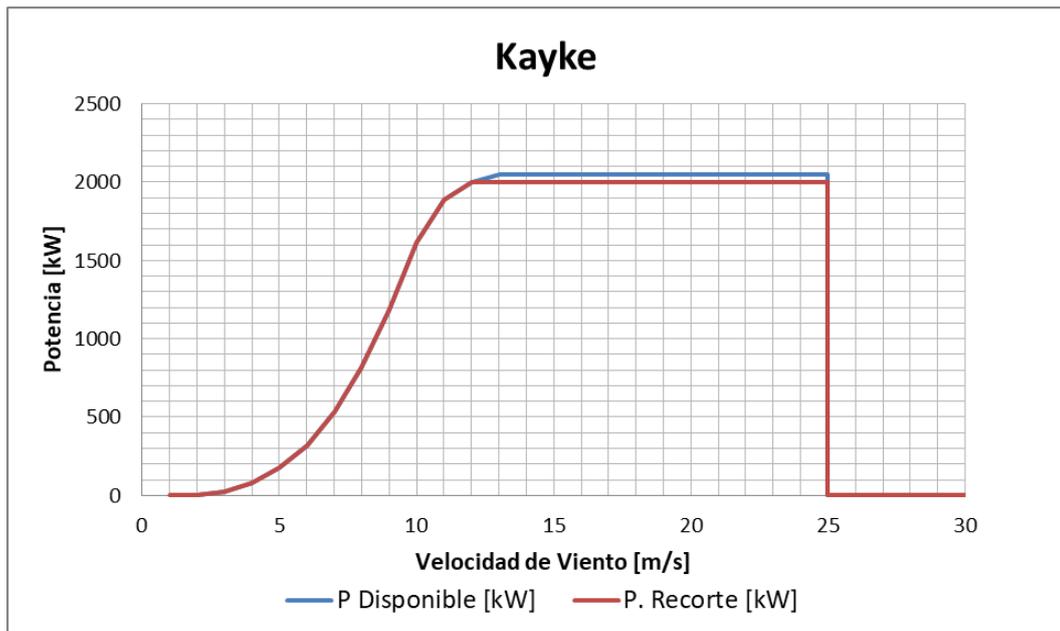


Figura I. 6 Curva de potencia Aerogenerador Enercon E82-2,0 MW. PE Kayke (Fuente: Elaboración Propia).

Tabla I. 6 Características técnicas aerogenerador Enercon E82-2,0 MW.

Características	Datos
Potencia nominal	2300 [kW]
Diámetro del rotor	82 [m]
Altura del buje	70 a 138 [m]
Concepto de aerogenerador	Sin caja multiplicadora, velocidad variable, sistema de control del ángulo de paso independiente para cada pala (Pitch).
Tipo de Rotor	Rotor a barlovento con control del ángulo de paso activo.
Número de palas del rotor	3
Área barrida	5.281 [m ²]
Sistema de conexión a la red	Indirecto. Generador Síncrono Con convertidor full converter, tecnología back to back (CA – CC – CA).
Frecuencia	50 / 60 Hz
Velocidad de arranque	3 [m/s]
Velocidad de corte	28 – 30 [m/s] con control de ráfagas

(Fuente: <https://www.enercon.de>)

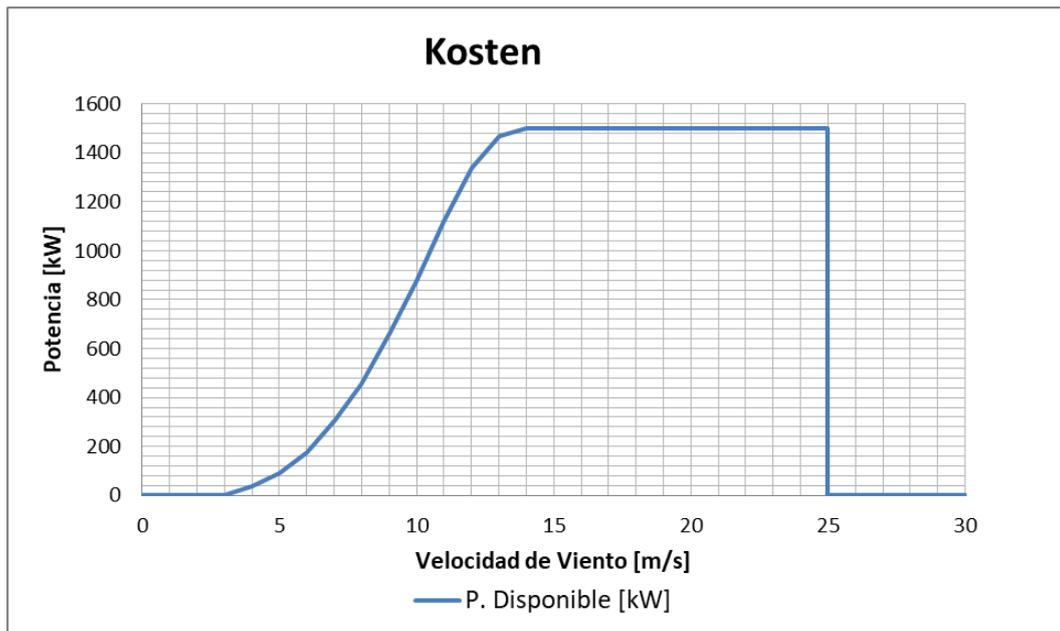


Figura I. 7 Curva de potencia Aerogenerador Enercon E66 – 1,5 MW. PE Kosten (Fuente: Elaboración Propia).

Tabla I. 7 Características técnicas aerogenerador Enercon E66-1,5 MW.

Características	Datos
Potencia nominal	2.300 [kW]
Diámetro del rotor	66 [m]
Altura del buje	67 a 85 [m]
Concepto de aerogenerador	Sin caja multiplicadora, velocidad variable, sistema de control del ángulo de paso independiente para cada pala (Pitch).
Tipo de Rotor	Rotor a barlovento con control del ángulo de paso activo.
Número de palas del rotor	3
Área barrida	3.422 [m ²]
Sistema de conexión a la red	Indirecto. Generador Sincrónico Con convertidor full converter, tecnología back to back (CA – CC – CA).
Frecuencia	50 Hz
Velocidad de arranque	3 [m/s]
Velocidad de corte	25 [m/s]

(Fuente: <https://www.enercon.de>)

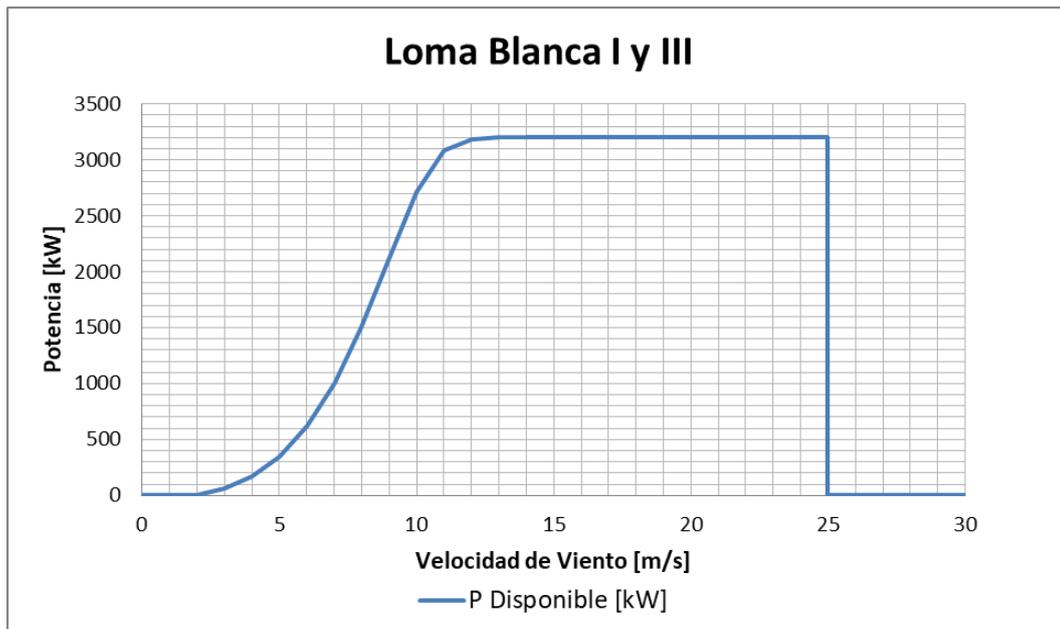


Figura I. 8 Curva de potencia Aerogenerador Siemens SWT – 3,2 MW. PE Loma Blanca I y III (Fuente: Elaboración Propia).

Figura I. 9 Características técnicas aerogenerador Siemens SWT-3,2 MW.

Características	Datos
Potencia nominal	3.200 [kW]
Diámetro del rotor	113 [m]
Altura del buje	79.5/92.5/99.5/122/142 [m]
Concepto de aerogenerador	Sin caja multiplicadora, velocidad variable, sistema de control del ángulo de paso independiente para cada pala (Pitch).
Tipo de Rotor	Rotor a barlovento con control del ángulo de paso activo.
Número de palas del rotor	3
Área barrida	10.000 [m ²]
Sistema de conexión a la red	Indirecto
Frecuencia	50 Hz
Velocidad de arranque	3 [m/s]
Velocidad de corte	25 [m/s]

(Fuente: <https://es.wind-turbine-models.com>)

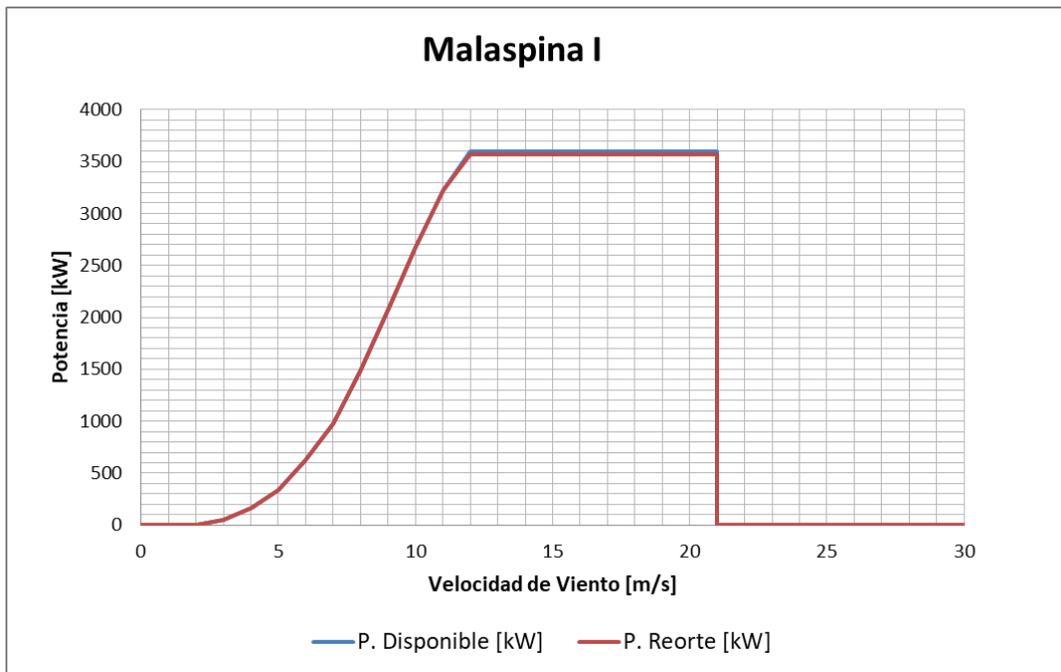


Figura I. 10 Curva de potencia Aerogenerador Servion 114 – 3,6 MW. PE Malaspina I (Fuente: Elaboración Propia).

Tabla I. 8 Características técnicas aerogenerador Servion 114-3,6 MW.

Características	Datos
Potencia nominal	3600 [kW]
Diámetro del rotor	114 [m]
Altura del buje	90 a 119 [m] (IEC S)
Concepto de aerogenerador	Con caja multiplicadora, velocidad variable, sistema de control del ángulo de paso independiente para cada pala (Pitch).
Tipo de Rotor	Rotor a barlovento con control del ángulo de paso activo.
Número de palas del rotor	3
Área barrida	10.207 [m ²]
Sistema de conexión a la red	Indirecto
Frecuencia	50 Hz
Velocidad de arranque	3 [m/s]
Velocidad de corte	21 [m/s]

(Fuente: <https://es.wind-turbine-models.com/>)

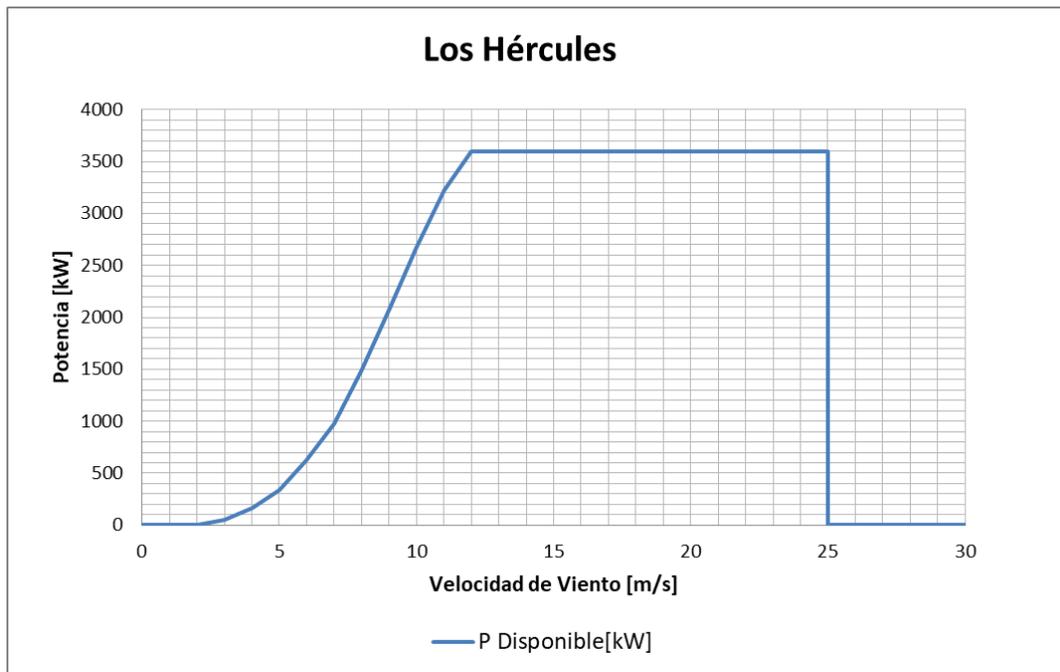


Tabla I. 9 Curva de potencia Aerogenerador Senvion 114 – 3,6 MW. PE Los Hércules
(Fuente: Elaboración Propia).

Tabla I. 10 Características técnicas aerogenerador Senvion 114-3,6 MW.

Características	Datos
Potencia nominal	3600 [kW]
Diámetro del rotor	114 [m]
Altura del buje	90 a 119 [m] (IEC IIa)
Concepto de aerogenerador	Con caja multiplicadora, velocidad variable, sistema de control del ángulo de paso independiente para cada pala (Pitch).
Tipo de Rotor	Rotor a barlovento con control del ángulo de paso activo.
Número de palas del rotor	3
Área barrida	10.207 [m ²]
Sistema de conexión a la red	Indirecto.
Frecuencia	50 Hz
Velocidad de arranque	3 [m/s]
Velocidad de corte	21 [m/s]

(Fuente: <https://es.wind-turbine-models.com/>)

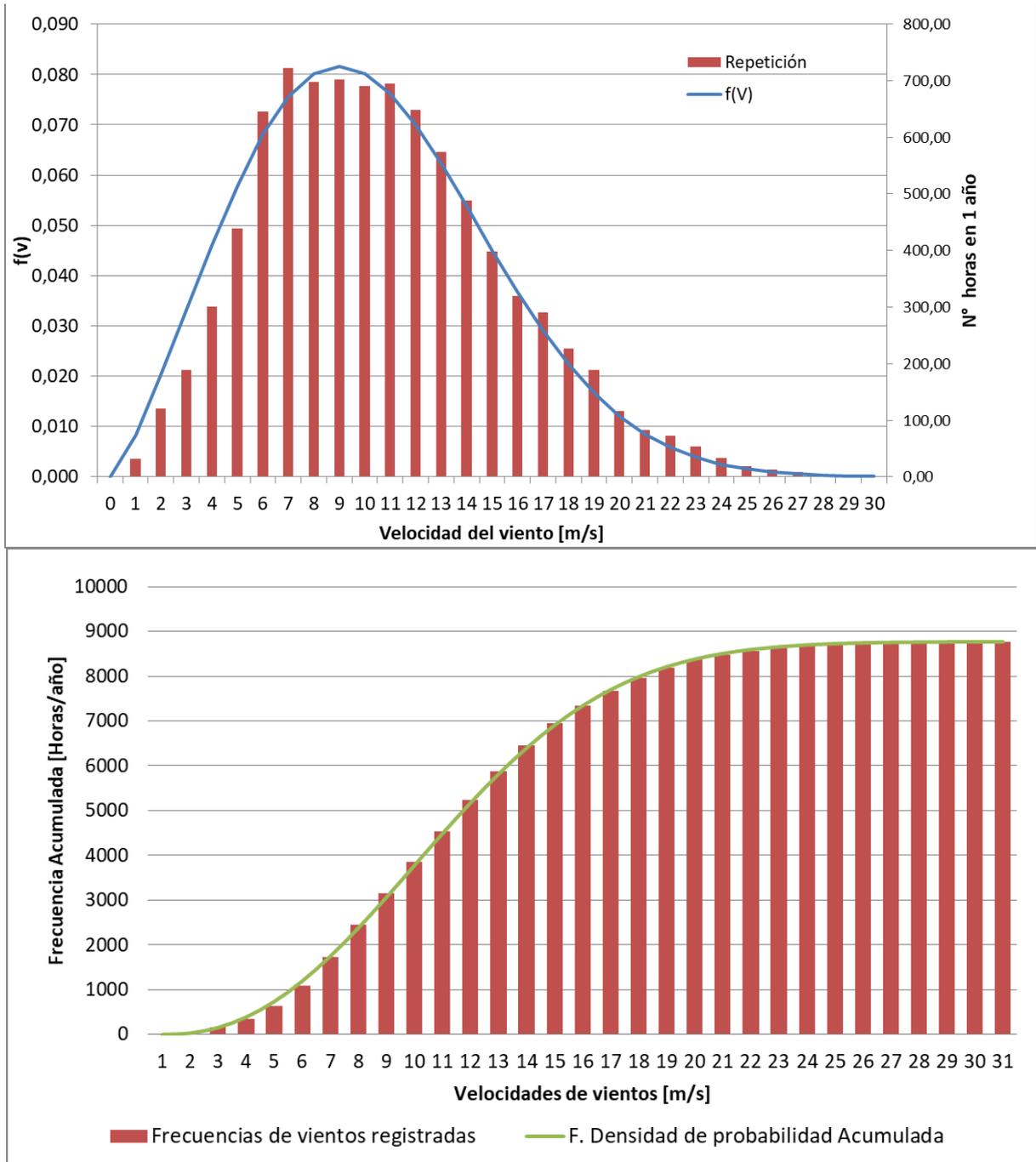


Figura I. 11 Curvas de distribución de densidad de probabilidades y de distribución acumulada del PE Cañadón León (Fuente: Elaboración propia).

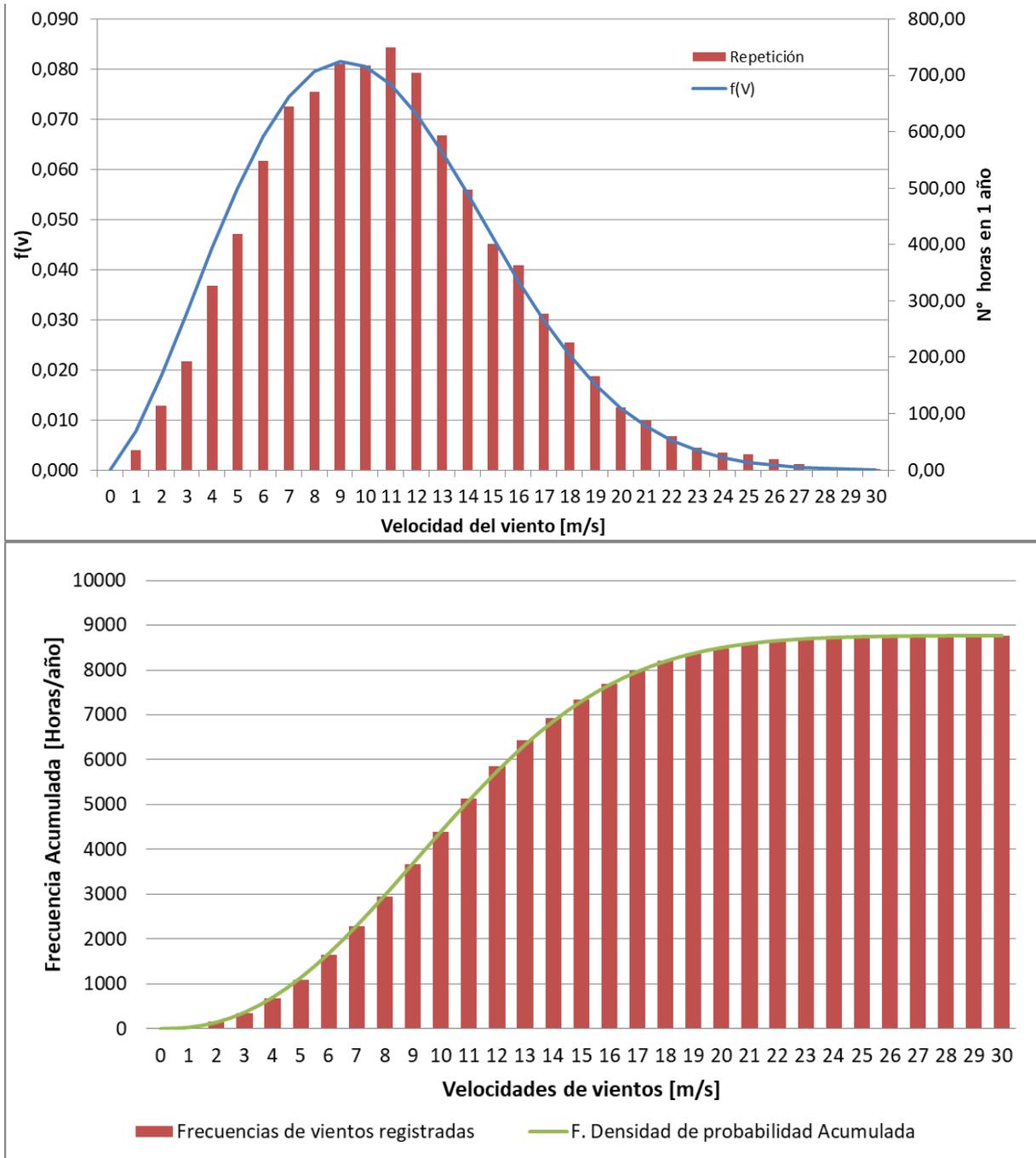


Figura I. 12 Curvas de distribución de densidad de probabilidades y de distribución acumulada del PE Chubut Norte II (Fuente: Elaboración propia).

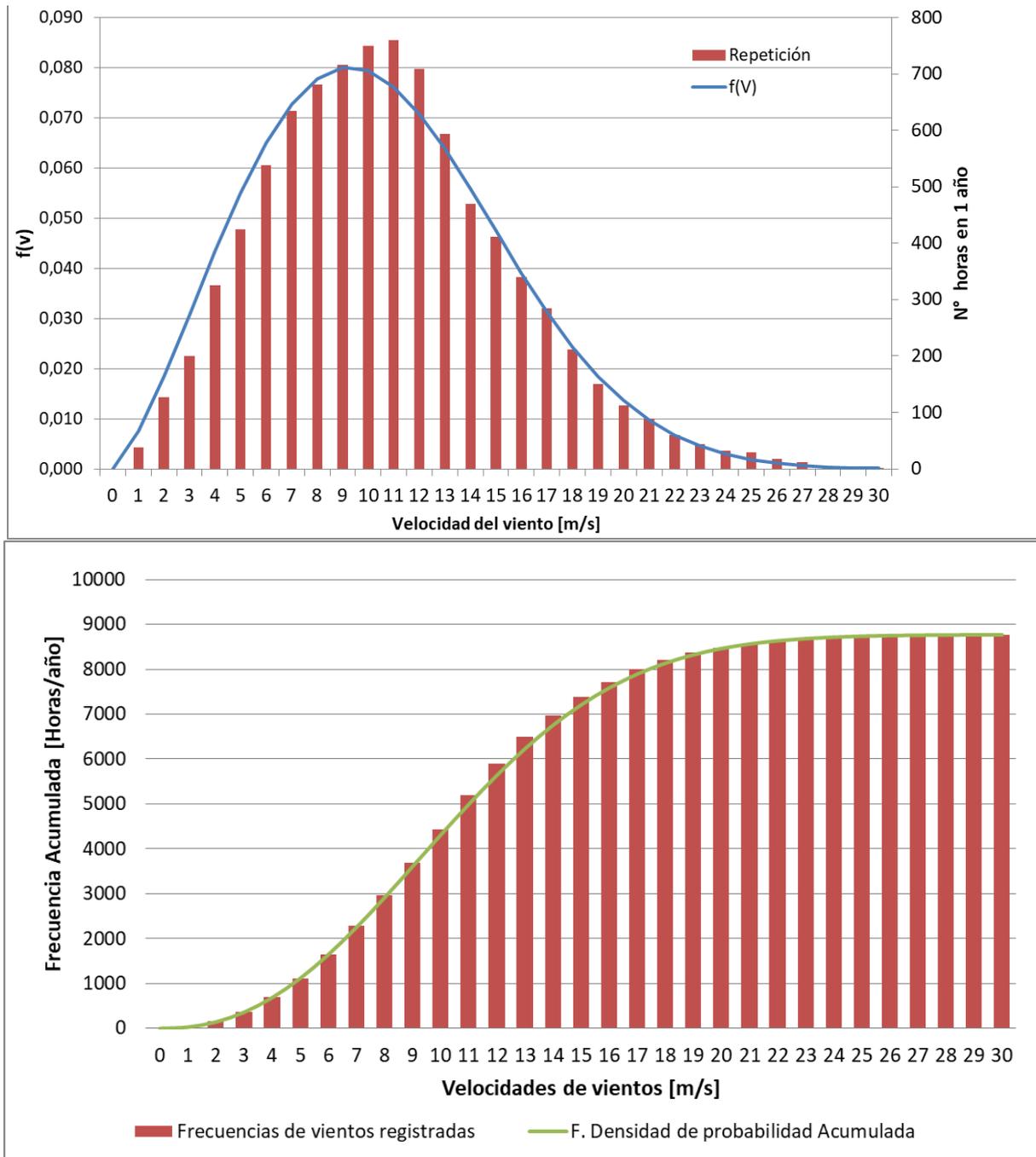


Figura I. 13 Curvas de distribución de densidad de probabilidades y de distribución acumulada del PE Chubut Norte III (Fuente: Elaboración propia).

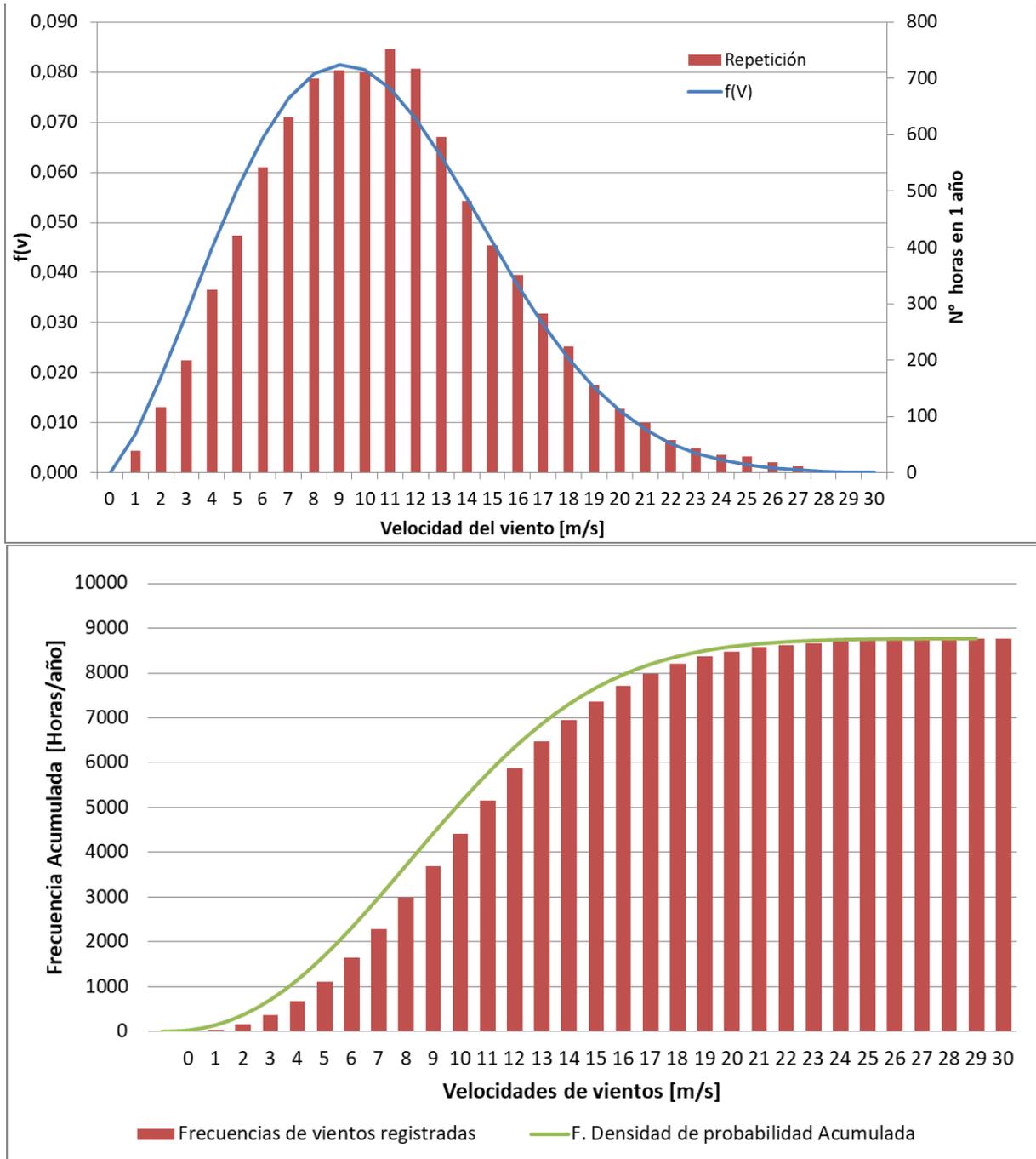


Figura I. 14 Curvas de distribución de densidad de probabilidades y de distribución acumulada del PE Chubut Norte III (Fuente: Elaboración propia).

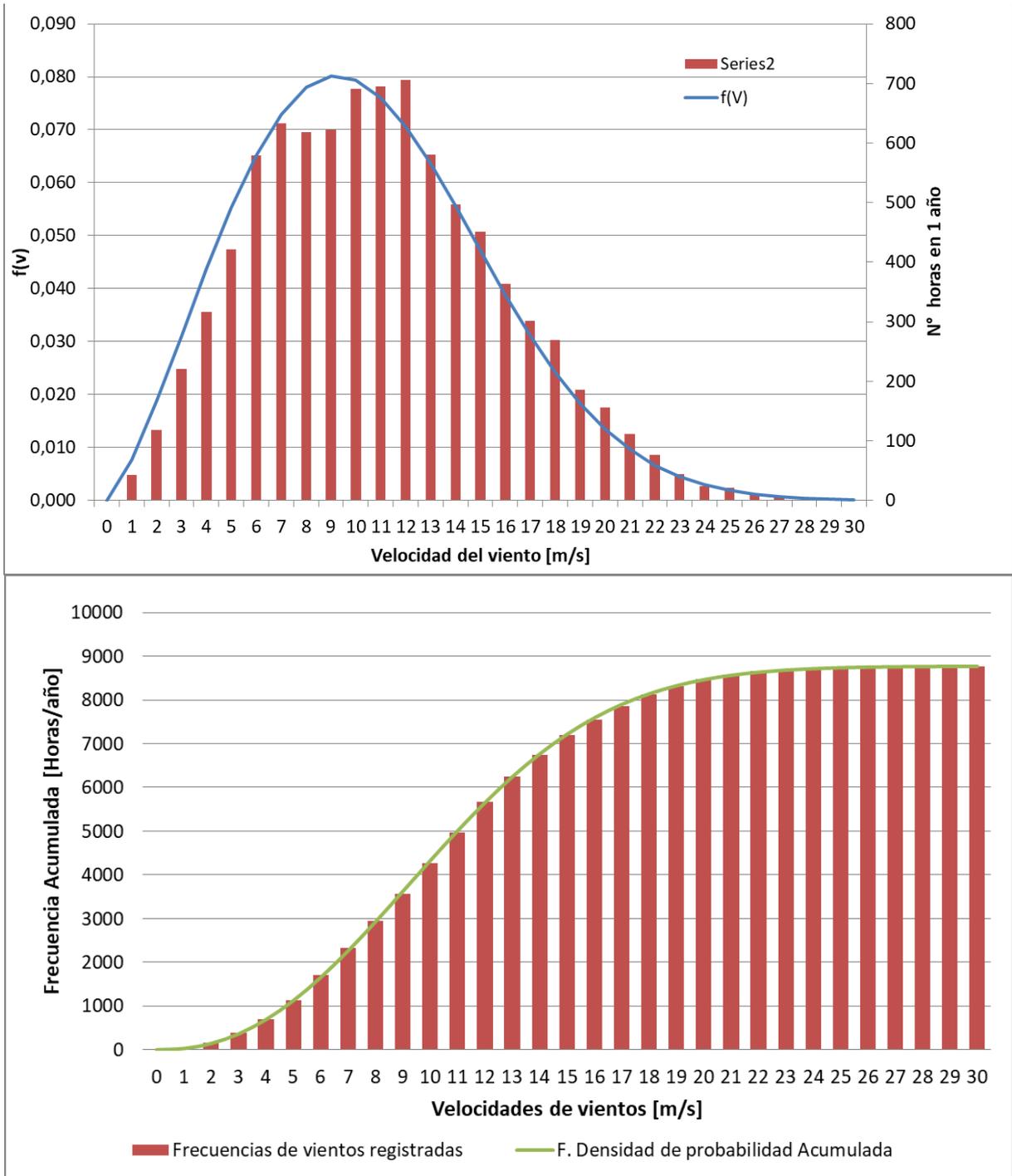


Figura I. 15 Curvas de distribución de densidad de probabilidades y de distribución acumulada del PE Diadema II (Fuente: Elaboración propia).

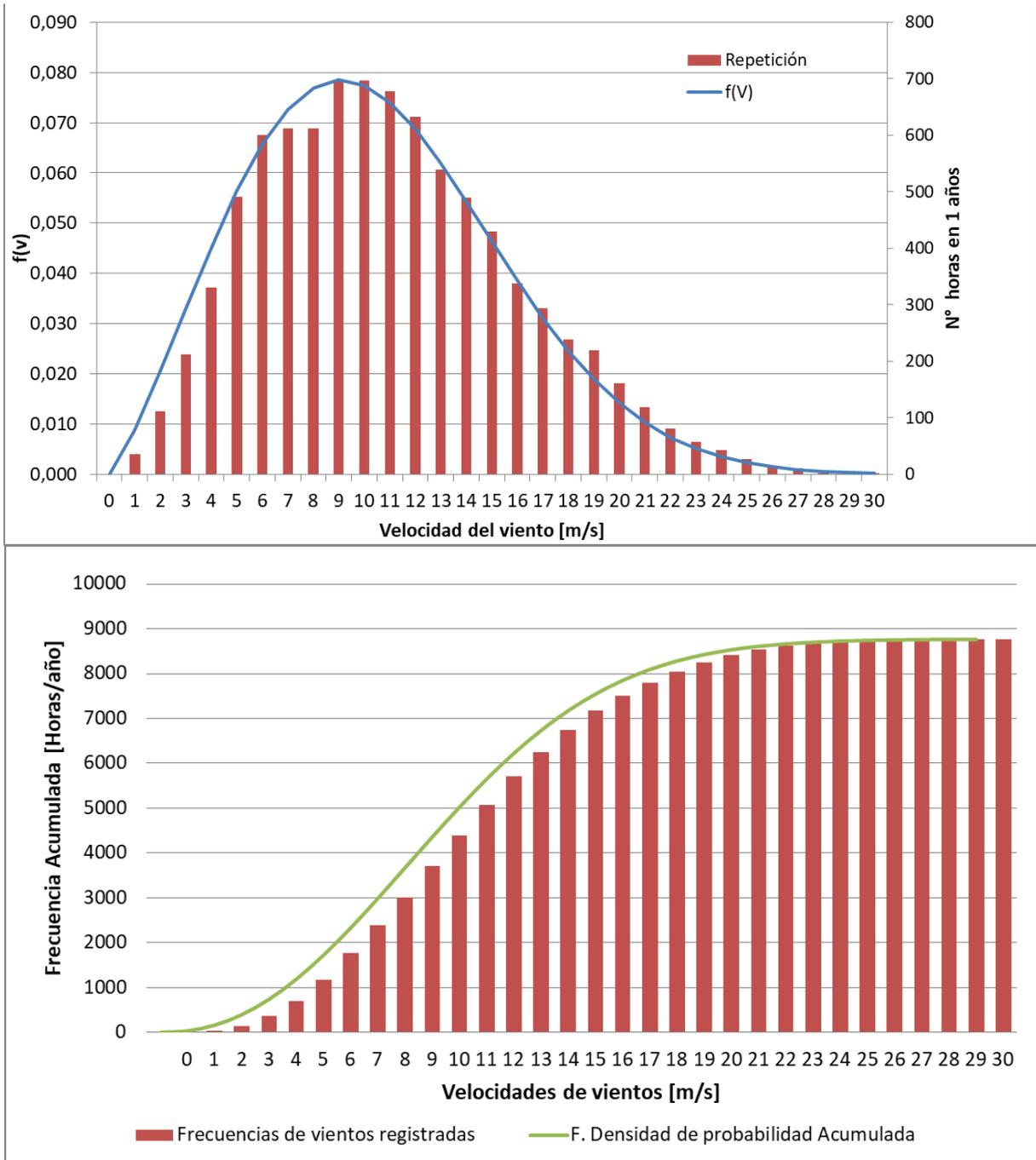


Figura I. 16 Curvas de distribución de densidad de probabilidades y de distribución acumulada del PE Kosten (Fuente: Elaboración propia).

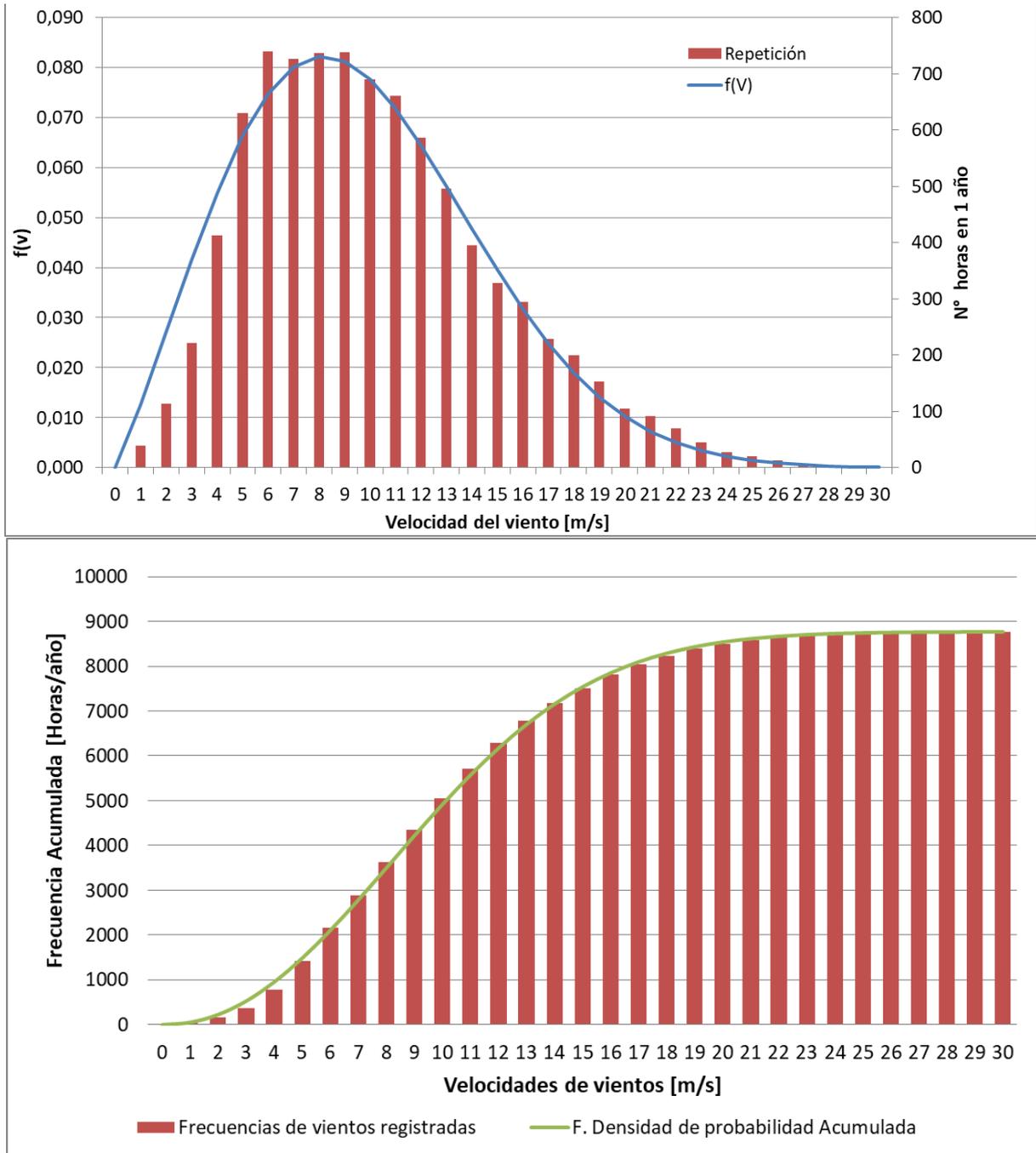


Figura I. 17 Curvas de distribución de densidad de probabilidades y de distribución acumulada del PE Kayke (Fuente: Elaboración propia).

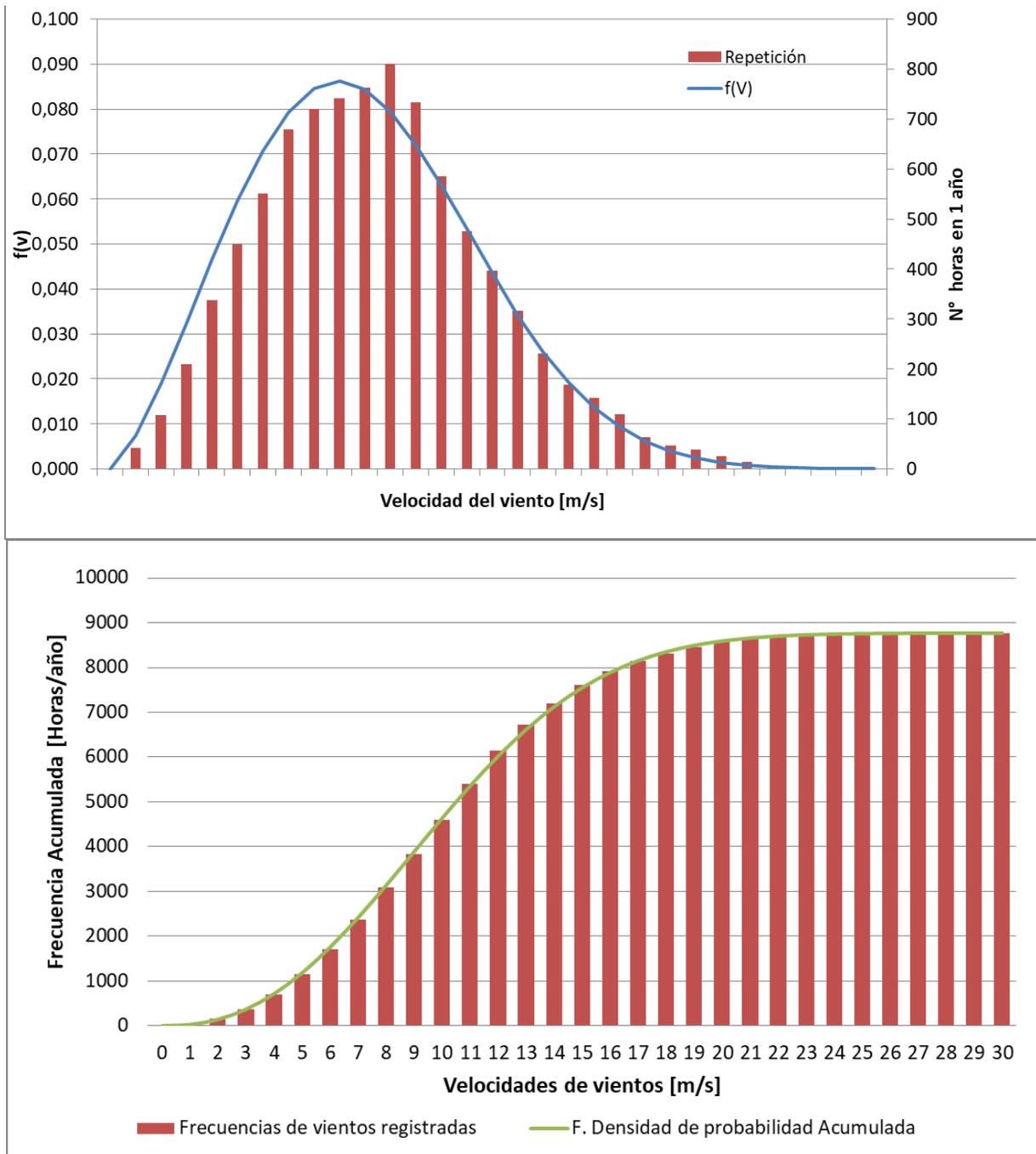


Figura I. 18 Curvas de distribución de densidad de probabilidades y de distribución acumulada del PE Loma Blanca I y III (Fuente: Elaboración propia).

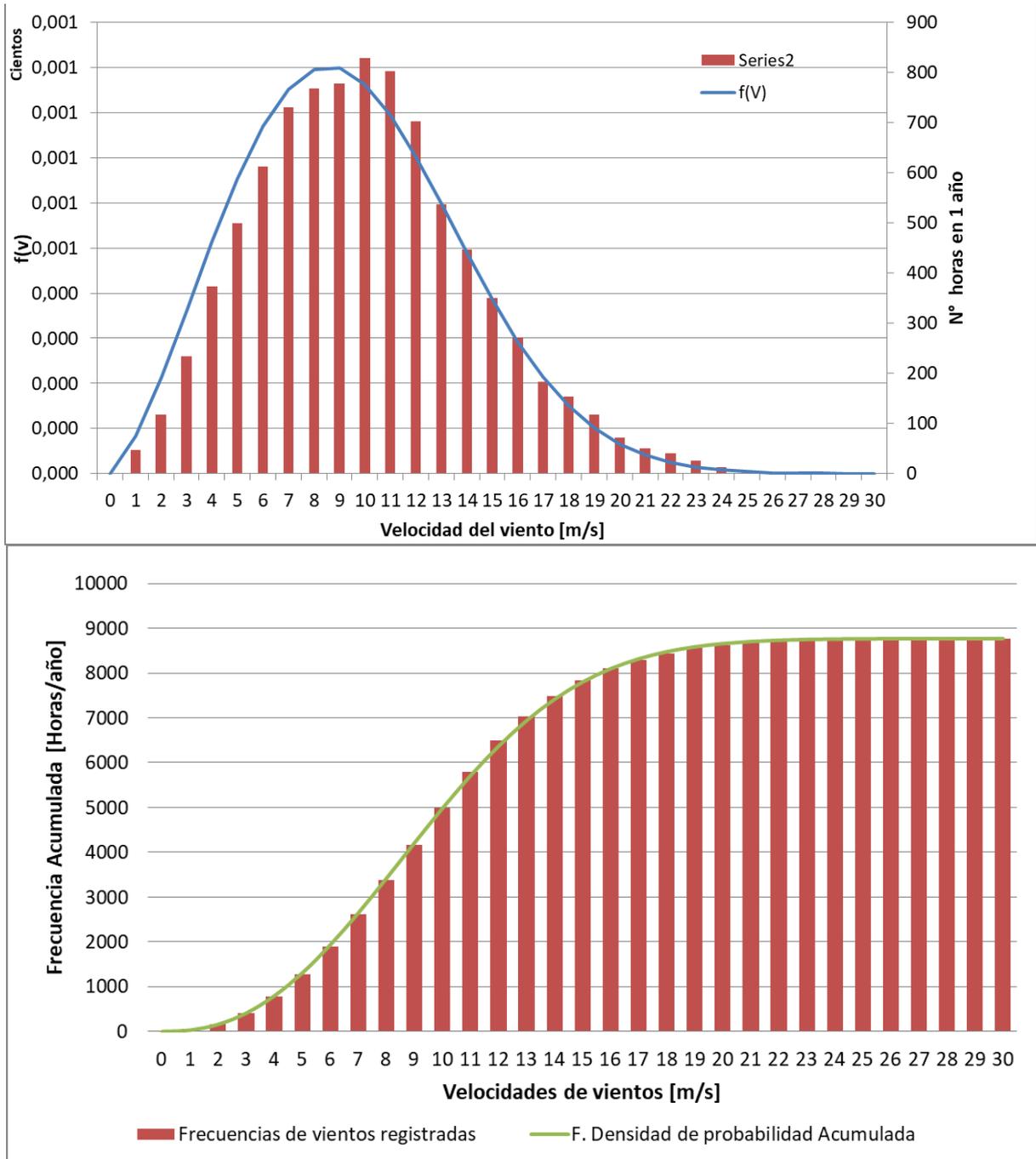


Figura I. 19 Curvas de distribución de densidad de probabilidades y de distribución acumulada del PE Loma Blanca VI (Fuente: Elaboración propia).

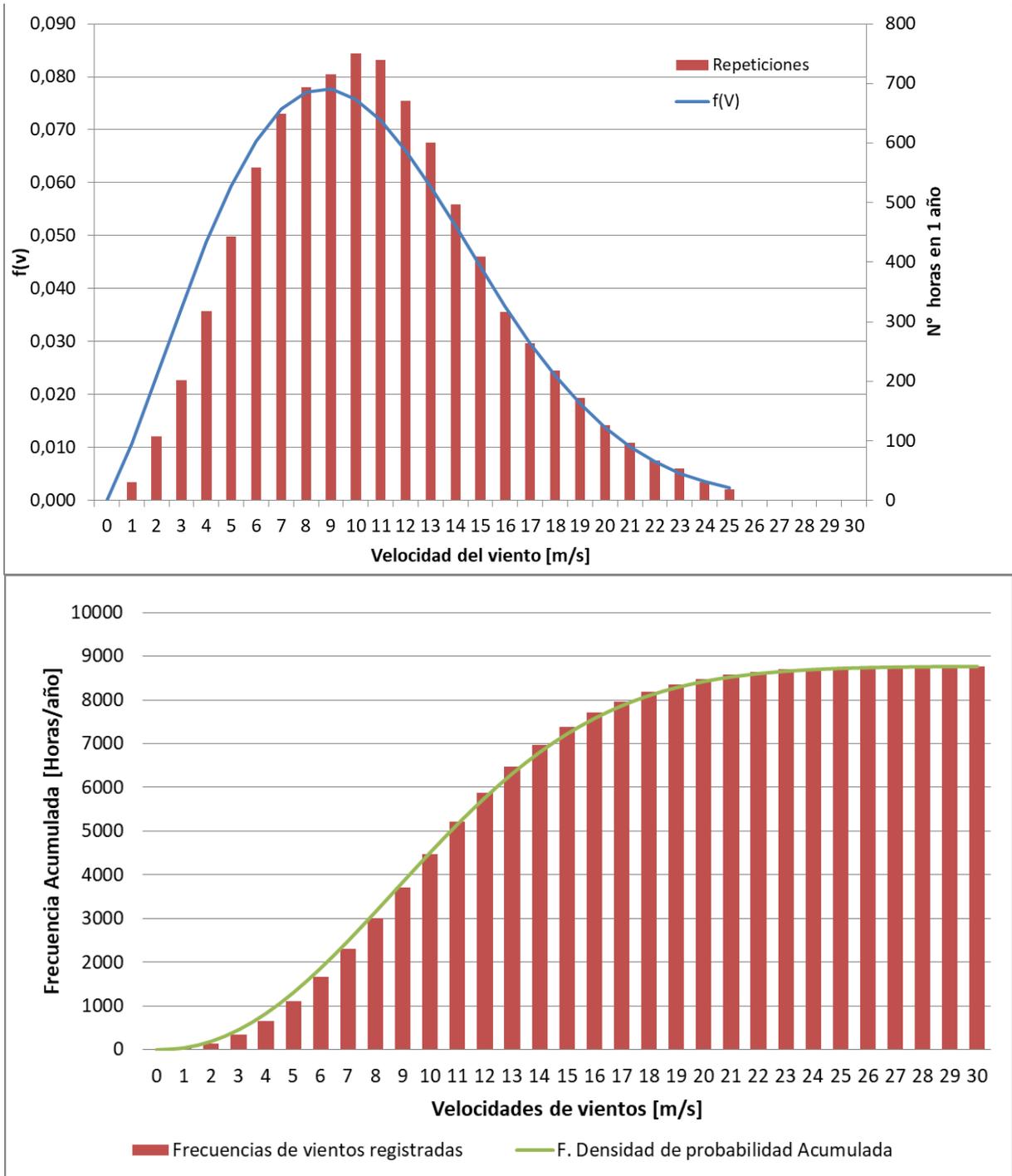


Figura I. 20 Curvas de distribución de densidad de probabilidades y de distribución acumulada del PE Malaspina I (Fuente: Elaboración propia).

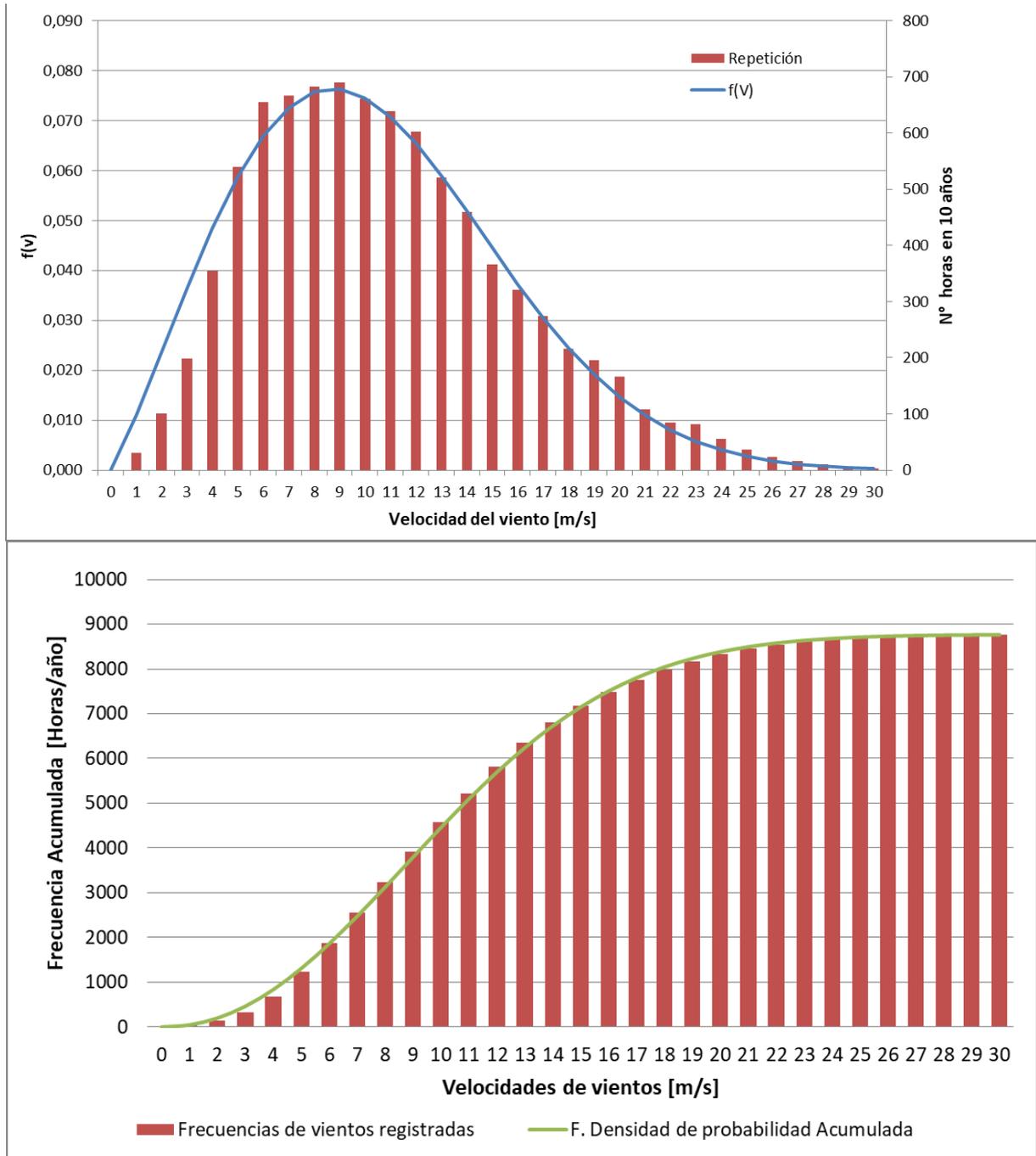


Figura I. 21 Curvas de distribución de densidad de probabilidades y de distribución acumulada del PE Los Hércules (Fuente: Elaboración propia).

Anexo II

ESCENARIO 02

Tabla II. 1 RAG de PEs para condición de N-1 de T1 P. Madryn 500/33/132 kV.

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Chubut Norte	26,53	0,07	10,66	15,87
Chubut Norte II	23,95	0,06	9,63	14,33
Chubut Norte III	53,06	0,14	21,32	31,74
Diadema	5,69	0,02	2,29	3,41
Diadema II	22,45	0,06	9,02	13,43
Garayalde	14,20	0,04	5,71	8,49
Kosten	19,52	0,05	7,85	11,68
Malaspina I	25,98	0,07	10,44	15,54
Manantiales Behr	80,52	0,22	32,36	48,16
Rawson I	48,83	0,13	19,62	29,20
Rawson II	29,48	0,08	11,85	17,63
Rawson III	23,03	0,06	9,26	13,78
Total [MW]	373,25	-	150,00	223,25

(Fuente: Elaboración Propia)

Tabla II. 2 RAG de PEs para condición de N-1 de T1 P. Madryn 330/132/33 kV.

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Chubut Norte	26,53	0,10	1,94	24,59
Chubut Norte II	23,95	0,09	1,75	22,20
Chubut Norte III	53,06	0,19	3,88	49,18
Garayalde	22,25	0,08	1,63	20,62
Malaspina I	46,06	0,17	3,37	42,69
Rawson I	48,83	0,18	3,57	45,25
Rawson II	29,48	0,11	2,16	27,32
Rawson III	23,03	0,08	1,69	21,34
Total [MW]	273,19	-	20,00	253,19

(Fuente: Elaboración Propia)

Tabla II. 3 RAG de PEs para condición de N-1 de T2 P. Madryn 330/132/33 kV.

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Chubut Norte	26,53	0,10	11,17	15,36
Chubut Norte II	23,95	0,09	10,08	13,87
Chubut Norte III	53,06	0,19	22,34	30,73
Garayalde	22,25	0,08	9,37	12,88
Malaspina I	46,06	0,17	19,39	26,67
Rawson I	48,83	0,18	20,55	28,27
Rawson II	29,48	0,11	12,41	17,07
Rawson III	23,03	0,08	9,69	13,34
Total [MW]	273,19	-	115,00	158,19

(Fuente: Elaboración Propia)

Tabla II. 4 RAG de PEs para condición de N-1 de LAT DGPAL – Trelew.

³ Potencia desechada de PEs luego de haber realizado el RAG/ DAG de los escenarios BASE para cumplir con condiciones admisibles de operación. Los PEs que se presentan en la lista y que por ende se les realiza recorte de generación, son aquellos que contribuyen de manera negativa en la red, incrementando los niveles de sobrecarga de las limitantes (LAT o Transformador).

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Diadema	5,69	0,02	1,69	4,00
Diadema II	22,45	0,08	6,66	15,79
Garayalde	14,20	0,05	4,21	9,99
Kosten	19,52	0,07	5,79	13,73
Malaspina I	25,98	0,10	7,71	18,27
Manantiales Behr	80,52	0,30	23,89	56,64
Rawson I	48,83	0,18	14,48	34,34
Rawson II	29,48	0,11	8,74	20,74
Rawson III	23,03	0,09	6,83	16,20
Total [MW]	269,70	-	80,00	189,70

(Fuente: Elaboración Propia)

Tabla II. 5 RAG de PEs para condición de N-1 LAT Trelew – Ameghino.

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Diadema	5,69	0,03	1,18	4,51
Diadema II	22,45	0,13	4,67	17,78
Garayalde	14,20	0,08	2,95	11,25
Kosten	19,52	0,12	4,06	15,46
Malaspina I	25,98	0,15	5,40	20,58
Manantiales Behr	80,52	0,48	16,74	63,78
Total [MW]	168,36	-	35,00	133,36

(Fuente: Elaboración Propia)

Tabla II. 6 RAG de PEs para condición de N-1 LAT Ameghino – Garayalde.

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Diadema	5,69	0,03	1,18	4,51
Diadema II	22,45	0,13	4,67	17,78
Garayalde	14,20	0,08	2,95	11,25
Kosten	19,52	0,12	4,06	15,46
Malaspina I	25,98	0,15	5,40	20,58
Manantiales Behr	80,52	0,48	16,74	63,78
Total [MW]	168,36	-	35,00	133,36

(Fuente: Elaboración Propia)

Tabla II. 7 RAG de PEs para condición de N-1 LAT CT Patagonia – C. Rivadavia A1

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Chubut Norte	26,53	0,07	14,22	12,32
Chubut Norte II	23,95	0,06	12,83	11,12
Chubut Norte III	53,06	0,14	28,43	24,63
Diadema	5,69	0,02	3,05	2,64
Diadema II	22,45	0,06	12,03	10,42
Garayalde	14,20	0,04	7,61	6,59
Kosten	19,52	0,05	10,46	9,06
Malaspina I	25,98	0,07	13,92	12,06
Manantiales Behr	80,52	0,22	43,15	37,38
Rawson I	48,83	0,13	26,16	22,66

Rawson II	29,48	0,08	15,80	13,68
Rawson III	23,03	0,06	12,34	10,69
Total [MW]	373,25	-	200,00	173,25

(Fuente: Elaboración Propia)

Tabla II. 8 RAG de PEs para condición de N-1 LAT Rivadavia A1 – Pico Truncado

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Chubut Norte	26,53	0,07	3,55	22,98
Chubut Norte II	23,95	0,06	3,21	20,74
Chubut Norte III	53,06	0,14	7,11	45,96
Diadema	5,69	0,02	0,76	4,93
Diadema II	22,45	0,06	3,01	19,44
Garayalde	14,20	0,04	1,90	12,30
Kosten	19,52	0,05	2,62	16,91
Malaspina I	25,98	0,07	3,48	22,50
Manantiales Behr	80,52	0,22	10,79	69,74
Rawson I	48,83	0,13	6,54	42,29
Rawson II	29,48	0,08	3,95	25,53
Rawson III	23,03	0,06	3,09	19,95
Total [MW]	373,25	-	50,00	323,25

(Fuente: Elaboración Propia)

Tabla II. 9 RAG de PEs para condición de N-1 LAT CT Santa Cruz Norte – Pico Truncado

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Diadema	5,69	0,02	0,58	5,11
Diadema II	22,45	0,09	2,30	20,15
Kosten	19,52	0,08	2,00	17,52
Manantiales Behr	80,52	0,33	8,24	72,28
Bicentenario	92,86	0,38	9,50	83,36
Bicentenario II	23,22	0,10	2,38	20,84
Total [MW]	244,26	-	25,00	219,26

(Fuente: Elaboración Propia)

ESCENARIO 03

Tabla II. 10 RAG de PEs para condición de N-1 LAT CT Patagonia – Pico Truncado A1

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Diadema	3,16	0,018	1,19	1,97
Diadema II	12,48	0,072	4,70	7,78
Garayalde	14,20	0,082	5,35	8,85
Kosten	11,32	0,066	4,26	7,06
Malaspina I	25,98	0,150	9,78	16,20
Manantiales Behr	60,39	0,350	22,74	37,65
Rawson I	19,50	0,113	7,34	12,16
Rawson II	12,80	0,074	4,82	7,98
Rawson III	12,78	0,074	4,81	7,96
Total [MW]	172,61		65,00	107,61

(Fuente: Elaboración Propia)

ESCENARIO 04

Tabla II. 11 RAG de PEs para condición de N-1 de T1 P. Madryn 500/330/132 kV.

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Chubut Norte	21,14	0,06	15,85	5,29
Chubut Norte II	19,09	0,06	14,31	4,77
Chubut Norte III	42,28	0,13	31,71	10,58
Diadema	5,14	0,02	3,85	1,29
Diadema II	20,26	0,06	15,19	5,07
Garayalde	17,73	0,05	13,29	4,43
Kosten	17,62	0,05	13,21	4,41
Malaspina I	36,70	0,11	27,52	9,18
Manantiales Behr	72,67	0,22	54,50	18,18
Rawson I	38,91	0,12	29,18	9,73
Rawson II	23,49	0,07	17,62	5,88
Rawson III	18,35	0,06	13,76	4,59
Total [MW]	333,38	-	250,00	83,38

(Fuente: Elaboración Propia)

Tabla II. 12 RAG de PEs para condición de N-1 de T1 P. Madryn 330/132/33 kV.

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Chubut Norte	21,14	0,10	5,15	15,99
Chubut Norte II	19,09	0,09	4,65	14,44
Chubut Norte III	42,28	0,19	10,29	31,99
Garayalde	17,73	0,08	4,32	13,41
Malaspina I	36,70	0,17	8,94	27,77
Rawson I	38,91	0,18	9,47	29,43
Rawson II	23,49	0,11	5,72	17,77
Rawson III	18,35	0,08	4,47	13,88
Total [MW]	217,69	-	53,00	164,69

(Fuente: Elaboración Propia)

Tabla II. 13 RAG de PEs para condición de N-1 de T2 P. Madryn 330/132/33 kV.

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Chubut Norte	21,14	0,10	12,63	8,52
Chubut Norte II	19,09	0,09	11,40	7,69
Chubut Norte III	42,28	0,19	25,25	17,03
Garayalde	17,73	0,08	10,59	7,14
Malaspina I	36,70	0,17	21,92	14,79
Rawson I	38,91	0,18	23,23	15,67
Rawson II	23,49	0,11	14,03	9,46
Rawson III	18,35	0,08	10,96	7,39
Total [MW]	217,69	-	130,00	87,69

(Fuente: Elaboración Propia)

Tabla II. 14 RAG de PEs para condición de N-1 de T1 Santa Cruz Norte 500/132/33 kV

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Bicentenario	92,86	0,29	27,66	65,20
Bicentenario II	23,22	0,07	6,92	16,30
Cañadón Leon	91,20	0,29	27,17	64,04
Koule Kayke II	22,11	0,07	6,59	15,52
Vientos los Hércules	89,54	0,28	26,67	62,87
P Recortada	318,93	-	95,00	223,93

(Fuente: Elaboración Propia)

Tabla II. 15 RAG de PEs para condición de N-1 LAT DGPAL- Trelew

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Diadema	5,14	0,020	1,95	3,19
Diadema II	20,26	0,081	7,67	12,59
Garayalde	17,73	0,071	6,71	11,01
Kosten	17,62	0,070	6,67	10,95
Malaspina I	36,70	0,146	13,90	22,80
Manantiales Behr	72,67	0,290	27,52	45,15
Rawson I	38,91	0,155	14,73	24,17
Rawson II	23,49	0,094	8,90	14,60
Rawson III	18,35	0,073	6,95	11,40
Total [MW]	250,87	-	95,00	155,87

(Fuente: Elaboración Propia)

Tabla II. 16 RAG de PEs para condición de N-1 LAT Trelew - Ameghino

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Diadema	5,14	0,03	1,57	3,57
Diadema II	20,26	0,12	6,19	14,07
Garayalde	17,73	0,10	5,42	12,31
Kosten	17,62	0,10	5,39	12,23
Malaspina I	36,70	0,22	11,22	25,48
Manantiales Behr	72,67	0,43	22,21	50,46
Total [MW]	170,12	-	52,00	118,12

(Fuente: Elaboración Propia)

Tabla II. 17 RAG de PEs para condición de N-1 LAT Ameghino - Garayalde

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Diadema	5,14	0,03	1,57	3,57
Diadema II	20,26	0,12	6,19	14,07
Garayalde	17,73	0,10	5,42	12,31
Kosten	17,62	0,10	5,39	12,23
Malaspina I	36,70	0,22	11,22	25,48
Manantiales Behr	72,67	0,43	22,21	50,46
Total [MW]	170,12	-	52,00	118,12

(Fuente: Elaboración Propia)

Tabla II. 18 RAG de PEs para condición de N-1 LAT CT Patagonia – C. Rivadavia A1

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Chubut Norte	21,14	0,06	7,29	13,85
Chubut Norte II	19,09	0,06	6,58	12,50
Chubut Norte III	42,28	0,13	14,59	27,70
Diadema	5,14	0,02	1,77	3,37
Diadema II	20,26	0,06	6,99	13,27
Garayalde	17,73	0,05	6,12	11,61
Kosten	17,62	0,05	6,08	11,54
Malaspina I	36,70	0,11	12,66	24,04
Manantiales Behr	72,67	0,22	25,07	47,60
Rawson I	38,91	0,12	13,42	25,49
Rawson II	23,49	0,07	8,10	15,39
Rawson III	18,35	0,06	6,33	12,02
Total [MW]	333,38	-	115,00	164,33

Tabla II. 19 RAG de PEs para condición de N-1 LAT C. Rivadavia A1- Pico Truncado 1

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Chubut Norte	21,14	0,06	5,71	15,43
Chubut Norte II	19,09	0,06	5,15	13,93
Chubut Norte III	42,28	0,13	11,41	30,87
Diadema	5,14	0,02	1,39	3,75
Diadema II	20,26	0,06	5,47	14,79
Garayalde	17,73	0,05	4,79	12,94
Kosten	17,62	0,05	4,76	12,86
Malaspina I	36,70	0,11	9,91	26,80
Manantiales Behr	72,67	0,22	19,62	53,05
Rawson I	38,91	0,12	10,50	28,40
Rawson II	23,49	0,07	6,34	17,15
Rawson III	18,35	0,06	4,95	13,40
Total [MW]	333,38	-	90,00	183,15

(Fuente: Elaboración Propia)

Tabla II. 20 RAG de PEs para condición de N-1 LAT Santa Cruz Norte – Pico Truncado 1

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Diadema	5,14	0,02	1,11	4,03
Diadema II	20,26	0,09	4,37	15,89
Kosten	17,62	0,08	3,80	13,82
Manantiales Behr	72,67	0,31	15,68	57,00
Bicentenario	92,86	0,40	20,03	72,83
Bicentenario II	23,22	0,10	5,01	18,21
Total [MW]	231,77	-	50,00	181,77

(Fuente: Elaboración Propia)

ESCENARIO 05

Tabla II. 21 RAG de PEs para condición de N-1 de T1 P. Madryn 500/330/132 kV.

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Chubut Norte	16,21	0,068	10,21	q6,00
Chubut Norte II	15,35	0,046	6,91	8,45
Chubut Norte III	34,02	0,102	15,31	18,71
Diadema	3,16	0,009	1,42	1,74
Diadema II	12,48	0,037	5,61	6,86
Garayalde	14,20	0,043	6,39	7,81
Kosten	11,32	0,034	5,09	6,23
Malaspina I	25,98	0,078	11,69	14,29
Manantiales Behr	60,39	0,181	27,17	33,22
Rawson I	19,50	0,059	8,78	10,73
Rawson II	12,80	0,038	5,76	7,04
Rawson III	12,78	0,038	5,75	7,03
Total [MW]	238,20		150,00	128,11

(Fuente: Elaboración Propia)

Tabla II. 22 RAG de PEs para condición de N-1 de T1 P. Madryn 330/132/33 kV.

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Chubut Norte	16,21	0,11	5,59	10,62
Chubut Norte II	15,35	0,10	5,29	10,06
Chubut Norte III	34,02	0,23	11,73	22,29
Garayalde	14,20	0,09	4,90	9,30
Malaspina I	25,98	0,17	8,96	17,02
Rawson I	19,50	0,13	6,72	12,78
Rawson II	12,80	0,08	4,41	8,39
Rawson III	12,78	0,08	4,40	8,37
Total [MW]	150,84	-	52,00	98,84

(Fuente: Elaboración Propia)

Tabla II. 23 RAG de PEs para condición de N-1 LAT DGPAL- Trelew

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Diadema	3,16	0,018	1,28	1,88
Diadema II	12,48	0,072	5,06	7,42
Garayalde	14,20	0,082	5,76	8,44
Kosten	11,32	0,066	4,59	6,73
Malaspina I	25,98	0,150	10,53	15,44
Manantiales Behr	60,39	0,350	24,49	35,90
Rawson I	19,50	0,113	7,91	11,59
Rawson II	12,80	0,074	5,19	7,61
Rawson III	12,78	0,074	5,18	7,59
Total [MW]	172,61	-	70,00	102,61

(Fuente: Elaboración Propia)

Tabla II. 24 RAG de PEs para condición de N-1 LAT Trelew - Ameghino

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Diadema	3,16	0,025	1,12	2,05
Diadema II	12,48	0,098	4,40	8,08
Garayalde	14,20	0,111	5,01	9,19
Kosten	11,32	0,089	4,00	7,33
Malaspina I	25,98	0,204	9,17	16,81
Manantiales Behr	60,39	0,474	21,31	39,08
Total [MW]	127,53	-	45,00	82,53

(Fuente: Elaboración Propia)

Tabla II. 25 RAG de PEs para condición de N-1 LAT Ameghino - Garayalde

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Diadema	3,16	0,025	1,12	2,05
Diadema II	12,48	0,098	4,40	8,08
Garayalde	14,20	0,111	5,01	9,19
Kosten	11,32	0,089	4,00	7,33
Malaspina I	25,98	0,204	9,17	16,81
Manantiales Behr	60,39	0,474	21,31	39,08
Total [MW]	127,53	-	45,00	82,53

(Fuente: Elaboración Propia)

Tabla II. 26 RAG de PEs para condición de N-1 LAT Malaspina – CT Patagonia

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Diadema	3,16	0,04	0,18	2,98
Diadema II	12,48	0,14	0,71	11,76
Kosten	11,32	0,13	0,65	10,68
Manantiales Behr	60,39	0,69	3,46	56,93
Total [MW]	87,36	-	5,00	82,36

(Fuente: Elaboración Propia)

Tabla II. 27 RAG de PEs para condición de N-1 LAT CT Patagonia – C. Rivadavia A1

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Chubut Norte	16,21	0,07	5,45	10,77
Chubut Norte II	15,35	0,06	5,16	10,20
Chubut Norte III	34,02	0,14	11,43	22,59
Diadema	3,16	0,01	1,06	2,10
Diadema II	12,48	0,05	4,19	8,29
Garayalde	14,20	0,06	4,77	9,43
Kosten	11,32	0,05	3,80	7,52
Malaspina I	25,98	0,11	8,72	17,25
Manantiales Behr	60,39	0,25	20,28	40,11
Rawson I	19,50	0,08	6,55	12,95
Rawson II	12,80	0,05	4,30	8,50
Rawson III	12,78	0,05	4,29	8,48
Total [MW]	238,20	-	80,00	158,20

(Fuente: Elaboración Propia)

Tabla II. 28 RAG de PEs para condición de N-1 C. Rivadavia A1 – Pico Truncado 1

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Chubut Norte	16,21	0,07	4,42	11,79
Chubut Norte II	15,35	0,05	2,99	12,36
Chubut Norte III	34,02	0,10	6,63	27,39
Diadema	3,16	0,01	0,62	2,55
Diadema II	12,48	0,04	2,43	10,05
Garayalde	14,20	0,04	2,77	11,43
Kosten	11,32	0,03	2,21	9,12
Malaspina I	25,98	0,08	5,06	20,91
Manantiales Behr	60,39	0,18	11,77	48,62
Rawson I	19,50	0,06	3,80	15,70
Rawson II	12,80	0,04	2,50	10,30
Rawson III	12,78	0,04	2,49	10,28
Total [MW]	238,20	-	65,00	190,49

(Fuente: Elaboración Propia)

Tabla II. 29 RAG de PEs para condición de N-1 LAT Santa Cruz Norte – Pico Truncado

PE Implicado	P. DAG BASE [MW] ³	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Diadema	3,16	0,019	0,19	2,97
Diadema II	12,48	0,075	0,75	11,73
Kosten	11,32	0,068	0,68	10,64
Manantiales Behr	60,39	0,364	3,64	56,75
Bicentenario	63,10	0,381	3,81	59,30
Bicentenario II	15,37	0,093	0,93	14,45
Total [MW]	165,83	-	10,00	155,83

(Fuente: Elaboración Propia)

Anexo III

ESCENARIO 02

Tabla III. 1 RAG de PEs para condición de N-1 de T1 P. Madryn 500/33/132 kV.

PE Implicado	Pmáx (FS2=0,9212) [MW]	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Chubut Norte	26,53	0,07	1,01	25,53
Chubut Norte II	23,95	0,06	0,91	23,04
Chubut Norte III	53,06	0,13	2,01	51,05
Diadema	6,45	0,02	0,24	6,21
Diadema II	25,43	0,06	0,96	24,47
Garayalde	22,10	0,06	0,84	21,26
Kosten	19,52	0,05	0,74	18,78
Malaspina I	25,98	0,07	0,99	24,99
Manantiales Behr	91,20	0,23	3,46	87,74
Rawson I	48,83	0,12	1,85	46,97
Rawson II	29,48	0,07	1,12	28,36
Rawson III	23,03	0,06	0,87	22,16
Total [MW]	395,56		15,00	380,56

(Fuente: Elaboración Propia)

Tabla III. 2 RAG de PEs para condición N-1 de T2 P. Madryn 500/33/132 kV

PE Implicado	Pmáx (FS2=0,9212) [MW]	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Chubut Norte	26,53	0,07	1,01	25,53
Chubut Norte II	23,95	0,06	0,91	23,04
Chubut Norte III	53,06	0,13	2,01	51,05
Diadema	6,45	0,02	0,24	6,21
Diadema II	25,43	0,06	0,96	24,47
Garayalde	22,10	0,06	0,84	21,26
Kosten	19,52	0,05	0,74	18,78
Malaspina I	25,98	0,07	0,99	24,99
Manantiales Behr	91,20	0,23	3,46	87,74
Rawson I	48,83	0,12	1,85	46,97
Rawson II	29,48	0,07	1,12	28,36
Rawson III	23,03	0,06	0,87	22,16
Total [MW]	395,56		15,00	380,56

(Fuente: Elaboración Propia).

ESCENARIO 04

Tabla III. 3 RAG de PEs para condición de N-1 de T1 P. Madryn 330/132/33 kV.

PE Implicado	Pmáx (FS2=0,9212) [MW]	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Chubut Norte	26,53	0,06	9,83	16,70
Chubut Norte II	23,95	0,06	8,87	15,08
Chubut Norte III	53,06	0,13	19,66	33,40
Diadema	6,45	0,02	2,39	4,06
Diadema II	25,43	0,06	9,42	16,01
Garayalde	22,25	0,05	8,24	14,01
Kosten	22,11	0,05	8,19	13,92
Malaspina I	46,06	0,11	17,06	29,00

Manantiales Behr	91,20	0,22	33,79	57,41
Rawson I	48,83	0,12	18,09	30,74
Rawson II	29,48	0,07	10,92	18,56
Rawson III	23,03	0,06	8,53	14,50
Total [MW]	418,38		155,00	263,38

(Fuente: Elaboración Propia).

Tabla III. 4 RAG de PEs para condición de N-1 de T2 P. Madryn 330/132/33 kV

PE Implicado	Pmáx (FS2=0,9212) [MW]	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Chubut Norte	26,53	0,06	9,83	16,70
Chubut Norte II	23,95	0,06	8,87	15,08
Chubut Norte III	53,06	0,13	19,66	33,40
Diadema	6,45	0,02	2,39	4,06
Diadema II	25,43	0,06	9,42	16,01
Garayalde	22,25	0,05	8,24	14,01
Kosten	22,11	0,05	8,19	13,92
Malaspina I	46,06	0,11	17,06	29,00
Manantiales Behr	91,20	0,22	33,79	57,41
Rawson I	48,83	0,12	18,09	30,74
Rawson II	29,48	0,07	10,92	18,56
Rawson III	23,03	0,06	8,53	14,50
Total [MW]	418,38		155,00	263,38

(Fuente: Elaboración Propia).

Tabla III. 5 RAG de PEs para condición de N-1 de T1 Santa Cruz Norte 500/132/33 kV

PE Implicado	Pmáx (FS2=0,9212) [MW]	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Bicentenario	92,86	0,29	36,40	56,47
Bicentenario II	23,22	0,07	9,10	14,12
Cañadón Leon	91,20	0,29	35,75	55,46
Koule Kayke II	22,11	0,07	8,67	13,44
Vientos los Hércules	89,54	0,28	35,10	54,45
Total [MW]	318,93		125,00	193,93

(Fuente: Elaboración Propia).

Tabla III. 6 RAG de PEs para condición de N-1 LAT CT Patagonia – C. Rivadavia A1

PE Implicado	Pmáx (FS2=0,9212) [MW]	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Chubut Norte	26,53	0,06	0,32	26,21
Chubut Norte II	23,95	0,06	0,29	23,67
Chubut Norte III	53,06	0,13	0,63	52,43
Diadema	6,45	0,02	0,08	6,37
Diadema II	25,43	0,06	0,30	25,12
Garayalde	22,25	0,05	0,27	21,98
Kosten	22,11	0,05	0,26	21,85
Malaspina I	46,06	0,11	0,55	45,51
Manantiales Behr	91,20	0,22	1,09	90,11
Rawson I	48,83	0,12	0,58	48,24
Rawson II	29,48	0,07	0,35	29,13

Rawson III	23,03	0,06	0,28	22,76
Total [MW]	418,38		5,00	413,38

(Fuente: Elaboración Propia).

Tabla III. 7 RAG de PEs para condición de N-1 LAT Santa Cruz Norte – Pico Truncado

PE Implicado	Pmáx (FS2=0,9212) [MW]	Factor de corte	P Recortada [MW]	P nueva [MW]
Diadema	5,14	0,02	1,44	3,70
Diadema II	20,26	0,09	5,68	14,58
Kosten	17,62	0,08	4,94	12,68
Manantiales Behr	72,67	0,31	20,38	52,29
Bicentenario	92,86	0,40	26,04	66,82
Bicentenario II	23,22	0,10	6,51	16,70
Total [MW]	231,77		65,00	166,77

(Fuente: Elaboración Propia).

BIBLIOGRAFÍA

Aguilar, S. (2014). La promoción de energías renovables en Argentina: el caso GENREN. International Center for Trade and Sustainable Development. Recuperado de <http://www.ictsd.org/bridges-news/puentes/news/la-promoci%C3%B3n-de-energ%C3%ADas-renovables-en-argentina-el-caso-genren>

Aggio, C., Verre, V., Gatto, F. (2018). Innovación y marcos regulatorios en energías renovables: el caso de la energía eólica en la Argentina. Recuperado de https://www.ciecti.org.ar/wp-content/uploads/2019/01/DT14_Eólica_v05_Digital.pdf

Falces A. A., (2015). Planificación de parques Eólicos mediante Sistemas Información Geográfica y Algoritmos Genéricos. Tesis doctoral

García A. F., (2016). Curso interactivo de física en internet. Recuperado de <http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica3/datos/viento/viento.html>

Fundación Bariloche. (2009). Energías Renovables: Diagnóstico, barreras y propuestas. Secretaría de Energía de la República Argentina y Renewable Energy & Energy Efficiency Partnership. Recuperado de [/https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/novedades/EnergiasRenovables.pdf](https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/novedades/EnergiasRenovables.pdf)

Garrido S., Lalouf A., Moreira J. (2013). Implementación de Energías Renovables como Estrategia para modificar la Matriz Energética en Argentina: de las políticas puntuales a las soluciones sistémicas”. Recuperado de <https://portalderevistas.unsa.edu.ar/index.php/averma/article/view/2088/2021>

Giralt, C. (2011). Energía eólica en Argentina: un análisis económico del derecho. , Letras Verdes, N° 9, mayo-septiembre, pp. 64-86.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA]. (2011). Informe anual 2020. Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Recuperado de <https://cammesaweb.cammesa.com/download/informe-anual-2020/>

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA]. (2011). Informe anual 2020. Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Recuperado de <https://cammesaweb.cammesa.com/download/informe-anual-2021/>

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA]. (2011). Procedimiento técnico N° 1: Estudios requeridos para la presentación de la solicitud de acceso y ampliaciones al sistema de transporte. Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA]. (2011). Procedimiento técnico N° 4: Ingreso de nuevos grandes usuarios mayores, distribuidores, generadores, autogeneradores y cogeneradores al MEM. Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA]. (2011). Anexo 4: Control de tensión y despacho de potencia reactiva. Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA]. (2011). Anexo 40: Generación eólica. Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA]. (2011). Anexo 27: Reglamentación aplicable a la prestación adicional de la función técnica de transporte de energía eléctrica firme en el mercado eléctrico mayorista (MEM). Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Mattio, H.F., Tilca, F. (2009). Recomendaciones para mediciones de velocidad y dirección de viento con fines de generación eléctrica, y medición de potencia eléctrica generada por aerogeneradores. CREE, INENCO, Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios, Secretaría de Energía de la Nación.

Neuman, M., Nicolini, J., Malco, J. (2020). Panorama de la energía eólica en Argentina. Recuperado de <https://www.ungs.edu.ar/wp-content/uploads/2018/09/DT-3-2020.pdf>

Asea Brown Boveri S.A. [ABB]. (2012). Cuaderno de aplicaciones técnicas N° 12 - Plantas eólicas. Barcelona. Recuperado de <http://www.abb.es/bajatension>

Villarrubia, M. (2012). Ingeniería de la energía eólica. Barcelona. MARCOMBO

DNV KEMA (2013). Framework for the Categorisation of Losses and Uncertainty for Wind Energy Assessments. Recuperado de <https://assets.fiercemarkets.net/public/sites/energy/reports/kemaloss.pdf>

Jaganathan, R. K. & Saha, T. K. (2004). Voltage Stability Analysis of Grid Connected Embedded Generators. Australasian Universities Power Engineering Conference, pp. 1-6.

Grigsby, L. (2006). Electric Power Engineering Handbook. CRC Press

International Electrotechnical Comisión IEC. (2005-08). Wind turbine generator systems – Part 1 Safety Requirements.

García A. F., (2016). Curso interactivo de física en internet. Recuperado de <http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica3/datos/viento/viento.html>

Ecotécnica (2016). Estudio de impacto ambiental Parque Eólico Vientos Los Hérclues.