

PROYECTO FINAL

Máxima penetración Eólica en el Sistema Patagónico:
Estudio Monte Carlo

Alumno: Felipe de la Torre

felipedlt@gmail.com

D-3776/1

Director: David Perrone

Colaborador: Fernando Alonso



Índice General

1	RESUMEN	6
2	INTRODUCCIÓN.....	8
2.1	PLANTEO DEL PROBLEMA	8
2.2	OBJETIVO.....	10
3	ESTADO DEL ARTE.....	11
3.1	HERRAMIENTAS ESTADÍSTICAS	11
3.1.1	<i>Método Monte Carlo</i>	11
3.1.2	<i>Distribución de Weibull</i>	12
3.1.3	<i>Distribución Normal</i>	13
3.1.4	<i>Coeficiente de correlación de Pearson</i>	13
3.2	CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN [4]	14
3.3	GENERACIÓN INTERMITENTE.....	20
3.4	CRITERIOS ECONÓMICOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS.....	22
3.4.1	<i>Valor actual neto (VAN)</i>	22
3.4.2	<i>Tasa Interna de Retorno (TIR)</i>	22
3.4.3	<i>Periodo de recuperación (PR)</i>	23
4	DATOS DE ENTRADA	24
4.1	DATOS DE ENTRADA DETERMINÍSTICOS	24
4.1.1	<i>Sistema eléctrico</i>	24
4.1.2	<i>SADI</i>	25
4.1.3	<i>Límites de transmisión</i>	25
4.1.4	<i>Generadores</i>	26
4.2	DATOS ESTOCÁSTICOS	32
4.2.1	<i>Velocidad del viento</i>	32
4.2.2	<i>Demanda Patagonia</i>	33
5	CARACTERIZACIÓN DE LAS VARIABLES ESTOCÁSTICAS	34
5.1	VELOCIDAD DEL VIENTO.....	34
5.1.1	<i>Correlación entre los parques</i>	34
5.1.2	<i>Zona Norte</i>	39
5.1.3	<i>Zona Sur</i>	44
5.1.4	<i>Caracterización detallada de la velocidad del viento</i>	48
5.2	DEMANDA DEL SISTEMA PATAGÓNICO.....	51
5.2.1	<i>Demanda media</i>	51
5.2.2	<i>Diferencias de la demanda con respecto a la media</i>	54
6	ESTUDIO DE CAPACIDAD REMANENTE DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	55
6.1.1	<i>Análisis preliminar</i>	55
6.2	ARMADO DEL MODELO MOTE CARLO.....	57
6.2.1	<i>Entradas</i>	57
6.2.2	<i>Salida del modelo Monte Carlo</i>	57
6.2.3	<i>Resultados aleatorios</i>	59
6.2.4	<i>Cantidad de valores aleatorios</i>	60
6.2.5	<i>Diagrama de flujo</i>	62
6.2.6	<i>Procesamiento de los resultados del modelo Monte Carlo</i>	65
6.3	ESTUDIO MONTE CARLO: CASO BASE	68
6.3.1	<i>Análisis de los resultados</i>	72
6.3.2	<i>Análisis horario</i>	73
6.3.1	<i>Conclusiones parciales</i>	83

7	ESTUDIO ECONÓMICO	84
7.1	INTRODUCCIÓN.....	84
7.2	HIPÓTESIS	84
7.3	RESULTADOS ENFOQUE GLOBAL	86
7.3.1	<i>Análisis de resultados</i>	90
7.4	RESULTADOS ENFOQUE INDIVIDUAL	91
7.5	CONCLUSIONES PARCIALES	95
8	ESTUDIOS DE SENSIBILIDAD MONTE CARLO	97
8.1	SENSIBILIDAD: NORTE O SUR	98
8.1.1	<i>Análisis de los resultados</i>	101
8.2	SENSIBILIDAD: ZONAS DE VIENTO INDEPENDIENTE.....	102
8.2.1	<i>Análisis de los resultados</i>	106
8.3	SENSIBILIDAD: DISMINUCIÓN DEL PARQUE TÉRMICO	107
8.3.1	<i>Análisis de los resultados</i>	112
8.4	SENSIBILIDAD: MAYOR MODULACIÓN HIDRÁULICA	113
8.4.1	<i>Análisis de resultados</i>	119
9	ESTUDIO DE SENSIBILIDAD ECONÓMICOS	120
9.1	SENSIBILIDAD: ENFOQUE GLOBAL	120
9.1.1	<i>Análisis de resultados</i>	121
9.1	SENSIBILIDAD: ENFOQUE INDIVIDUAL	122
9.1	<i>Análisis de resultados</i>	123
10	CONCLUSIONES.....	124
11	BIBLIOGRAFÍA	127
12	ANEXO: VERTIDO EÓLICO	128
13	ANEXO: PROGRAMACIÓN	133
13.1	FUNCIONES.PY.....	133
13.2	CORRELACIÓN.PY	137
13.3	CARACTERIZACIÓN INICIAL DEL VIENTO.PY	140
13.4	CARACTERIZACIÓN DETALLADA VIENTOS.PY	143
13.5	CARACTERIZACIÓN DEMANDA.PY	144
13.6	ERROR EN LA RESOLUCION.PY.....	145
13.7	TRANSFERENCIA.PY	147
13.8	ANÁLISIS DE RESULTADOS.PY.....	152
13.9	ANALISIS ECONOMICO GLOBAL.PY	154
13.1	ANALISIS ECONOMICO INDIVIDUAL.PY.....	156

Índice de Figuras

FIGURA 1-1: MODELO SIMPLIFICADO	6
FIGURA 2-1: METAS RENOVAR.....	8
FIGURA 3-1: DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL.....	12
FIGURA 3-2: CARGA LÍMITE.....	14
FIGURA 3-3: ESQUEMA 2 TERMINALES.....	16
FIGURA 3-4: VARIACIÓN DE PARÁMETROS	16
FIGURA 3-5: V VS P	18
FIGURA 3-6: ESQUEMA ELEMENTAL	18
FIGURA 3-7: P VS DELTA.....	19
FIGURA 3-8: EJEMPLO DE TRANSMISIÓN.....	21
FIGURA 4-1: SISTEMA PATAGÓNICO.....	24
FIGURA 4-2: GENERADORES- UBICACIÓN GEOGRÁFICA	27
FIGURA 4-3: CAUDALES MEDIOS.....	28
FIGURA 4-4: EVOLUCIÓN DE LA COTA FUTALEUFÚ	29
FIGURA 4-5: GENERADORES EÓLICOS	32
FIGURA 5-1: RAWSON VS LOMA BLANCA -GRÁFICA TEMPORAL	35
FIGURA 5-2: RAWSON VS DIADEMA -GRÁFICA TEMPORAL.....	35
FIGURA 5-3: RAWSON Y LOMA BLANCA - CORRELACIÓN	36
FIGURA 5-4: RAWSON Y DIADEMA - CORRELACIÓN	37
FIGURA 5-5: DISTANCIA ENTRE LOS PARQUES EÓLICOS	38
FIGURA 5-6: P VS VIENTO	39
FIGURA 5-7: CURVA DE POTENCIA VESTA V90 1.8/2.0 MW.....	39
FIGURA 5-8: P(V) EN AMARILLO.....	41
FIGURA 5-9: RAWSON - HISTOGRAMA Y DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO.	42
FIGURA 5-10: CURVA DE POTENCIA - DIADEMA	44
FIGURA 5-11: P(X) EN AMARILLO	45
FIGURA 5-12: COMPARACIÓN -DISTRIBUCIONES DE WEIBULL.....	46
FIGURA 5-13: VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO EN RAWSON	48
FIGURA 5-14: DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL - ZONA NORTE.....	50
FIGURA 5-15: DEMANDA DEL SISTEMA PATAGÓNICO	51
FIGURA 5-16: GRÁFICA DEMANDA MEDIA.....	53
FIGURA 5-17: DISTRIBUCIÓN NORMAL DE LAS DIFERENCIAS DE LA DEMANDA CON RESPECTO A LA MEDIA	54
FIGURA 6-1: MODELO SIMPLIFICADO	55
FIGURA 6-2: PROCESO.....	58
FIGURA 6-3: HISTOGRAMAS VS DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL	61
FIGURA 6-4: DIAGRAMA DE FLUJO- TRANSFERENCIA.PY	62
FIGURA 6-5: MODULACIÓN	63
FIGURA 6-6: VERTIDO Y CORTE DE CARGA.....	64
FIGURA 6-7: POTENCIA MEDIA - CASO BASE	69
FIGURA 6-8: VALOR EXTREMO DE POTENCIA MEDIA - CASO BASE	69
FIGURA 6-9:FACTOR DE UTILIZACIÓN - CASO BASE	70
FIGURA 6-10: POTENCIA EÓLICA VERTIDA - CASO BASE.....	70
FIGURA 6-11: HISTOGRAMAS DE PROBABILIDAD ACUMULADA DE TRANSMISIÓN - CASO BASE	71
FIGURA 6-12: HISTOGRAMA - TRANSMISIÓN	73
FIGURA 6-13: HISTOGRAMA DE PROBABILIDAD ACUMULADA - TRANSMISIÓN	74
FIGURA 6-14: DIAGRAMA DE CAJAS Y BIGOTES	75
FIGURA 6-15: HISTOGRAMA + DIAGRAMA DE CAJAS Y BIGOTES - TRANSMISIÓN	75
FIGURA 6-16: HISTOGRAMA + DIAGRAMA DE CAJAS Y BIGOTES - TRANSMISIÓN - 1600MW	76
FIGURA 6-17: DIAGRAMA DE CAJAS Y BIGOTES - VERANO -1100 MW.....	76
FIGURA 6-18: DIAGRAMA DE CAJAS Y BIGOTES -OTOÑO -1100 MW	77
FIGURA 6-19: DIAGRAMA DE CAJAS Y BIGOTES - INVIERNO -1100 MW	78
FIGURA 6-20: DIAGRAMA DE CAJAS Y BIGOTES - PRIMAVERA -1100 MW.....	79
FIGURA 6-21: DIAGRAMA DE CAJAS Y BIGOTES -VERANO -1600 MW	80

FIGURA 6-22: DIAGRAMA DE CAJAS Y BIGOTES -OTOÑO -1600 MW	81
FIGURA 6-23: DIAGRAMA DE CAJAS Y BIGOTES -INVIERNO -1600 MW	81
FIGURA 6-24: DIAGRAMA DE CAJAS Y BIGOTES -VERANO -1600 MW	82
FIGURA 7-1: PR - ENFOQUE GLOBAL	87
FIGURA 7-2: VAN - ENFOQUE GLOBAL	87
FIGURA 7-3: TIR - ENFOQUE GLOBAL	88
FIGURA 7-4: FLUJO DE CAJA	89
FIGURA 7-5: PR - ENFOQUE INDIVIDUAL	94
FIGURA 7-6: VAN - ENFOQUE INDIVIDUAL	94
FIGURA 7-7: TIR - ENFOQUE INDIVIDUAL	95
FIGURA 8-1: COMPARACIÓN PMED - CASO NORTE O SUR	100
FIGURA 8-2: COMPARACIÓN FU - CASO NORTE O SUR	100
FIGURA 8-3: COMPARACIÓN PEV - CASO NORTE O SUR	101
FIGURA 8-4: COMPARACIÓN FU - SENSIBILIDAD ZONAS	105
FIGURA 8-5: COMPARACIÓN PMED - SENSIBILIDAD ZONAS	105
FIGURA 8-6: COMPARACIÓN PEV - SENSIBILIDAD ZONAS	106
FIGURA 8-7: COMPARACIÓN PMED - SENSIBILIDAD TÉRMICA	111
FIGURA 8-8: COMPARACIÓN FU - SENSIBILIDAD TÉRMICA	111
FIGURA 8-9: COMPARACIÓN PEV - SENSIBILIDAD TÉRMICA	112
FIGURA 8-10: COMPARACIÓN PEMED - SENSIBILIDAD: MODULACIÓN FUTALEUFÚ	118
FIGURA 8-11: COMPARACIÓN FU - SENSIBILIDAD: MODULACIÓN FUTALEUFÚ	118
FIGURA 8-12: COMPARACIÓN PEV - SENSIBILIDAD: MODULACIÓN FUTALEUFÚ	119
FIGURA 9-1: SENSIBILIDAD TASA DE DESCUENTO - ENFOQUE GLOBAL	121
FIGURA 9-2: SENSIBILIDAD TASA DE DESCUENTO - ENFOQUE INDIVIDUAL	123
FIGURA 12-1: HISTOGRAMA - TRANSMISIÓN INICIAL	128
FIGURA 12-2: HISTOGRAMA - TRANSMISIÓN MODULADA	129
FIGURA 12-3: HISTOGRAMA - TRANSMISIÓN FINAL	129
FIGURA 12-4: HISTOGRAMA - VERTIDO EÓLICO	130
FIGURA 12-5: HISTOGRAMA DE PROBABILIDAD ACUMULADA - VERTIDO EÓLICO	130
FIGURA 12-6: HISTOGRAMA RECORTADO - VERTIDO EÓLICO	131
FIGURA 12-7: HISTOGRAMA RECORTADO DE PROBABILIDAD ACUMULADA - VERTIDO EÓLICO	131

Índice de Tablas

TABLA 4-1: GENERACIÓN	26
TABLA 5-1: RESULTADOS FP	43
TABLA 5-2: BLOQUES MENSUALES - VELOCIDAD DEL VIENTO	49
TABLA 5-3: BLOQUES HORARIOS - VELOCIDAD DEL VIENTO	49
TABLA 5-4: PARÁMETROS DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL - ZONA NORTE	49
TABLA 5-5: PARÁMETROS DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL - ZONA SUR	50
TABLA 5-6: BLOQUES MENSUALES - DEMANDA	52
TABLA 5-7: BLOQUES HORARIOS - DEMANDA	52
TABLA 5-8: DEMANDAS MEDIAS	52
TABLA 5-9: DISTRIBUCIÓN NORMAL DE LAS DIFERENCIAS DE LA DEMANDA CON RESPECTO A LA MEDIA	54
TABLA 6-1: ERRORES	60
TABLA 6-2: RESULTADOS - CASO BASE	68
TABLA 7-1: RESULTADOS - ESTUDIO ECONÓMICO - ENFOQUE GLOBAL	86
TABLA 7-2: FLUJO DE CAJA PARA 1500 MW	88
TABLA 7-3: PEV	92
TABLA 7-4: ESTUDIO ECONÓMICO - ENFOQUE INDIVIDUAL	93
TABLA 8-1: RESULTADOS - CASO NORTE	98
TABLA 8-2: RESULTADOS - CASO SUR	99
TABLA 8-3: RESULTADOS - SENSIBILIDAD ZONAS	104
TABLA 8-4: RESULTADOS - SENSIBILIDAD SIN RIO TURBIO	108
TABLA 8-5: RESULTADOS - SENSIBILIDAD SIN PARQUE TÉRMICO	110
TABLA 8-6: RESULTADOS - SENSIBILIDAD MODULACIÓN FUTALEUFÚ	114
TABLA 8-7: RESULTADOS AJUSTADOS - SENSIBILIDAD MODULACIÓN FUTALEUFÚ	117
TABLA 9-1: SENSIBILIDAD TASA DE DESCUENTO - ENFOQUE GLOBAL	120
TABLA 9-2: SENSIBILIDAD TASA DE DESCUENTO - ENFOQUE INDIVIDUAL	122

1 RESUMEN

En este proyecto se construye un modelo que permite determinar la máxima potencia eólica que es posible instalar en el sistema patagónico. El principal limitante es la restricción de transmisión del vínculo Choele Choel – Puerto Madryn en 500 kV, que conecta el sistema patagónico con el resto del SADI. Toda la potencia generada en la Patagonia, que no es absorbida por su demanda interna, debe ser exportada al SADI por medio de este vínculo.

El enfoque tradicional trabaja con **escenarios conservadores** en los que no se tiene en cuenta la intermitencia de las fuentes renovables como el viento. De forma simplificada, se plantea un sistema formado por la línea Puerto Madryn - Choele Choel, la generación térmica (T), la generación hidráulica (H), la generación eólica (E) y la demanda (D) concentradas.

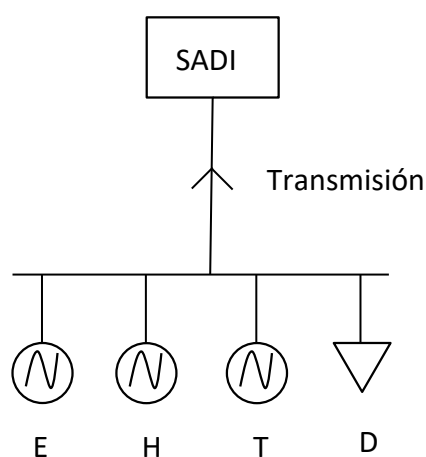


Figura 1-1: Modelo simplificado

Como la máxima transmisión por el vínculo es 1000 MW, la capacidad remanente que puede ser ocupada por potencia eólica se calcula como:

$$E = 1000 - T - H + D$$

Este modelo puede dar lugar a reducidos márgenes de capacidad remanente. Se obtienen resultados **pesimistas**, pero que a la vez corresponden a condiciones de **baja probabilidad de ocurrencia**, ya que no se tiene en cuenta la característica intermitente de las fuentes renovables. Sólo se logra definir la máxima generación simultánea que puede absorber el sistema.

En el presente informe, se utiliza el método Monte Carlo para construir un modelo que procese fuentes de energía renovable conservando su característica principal: la intermitencia. Para lograrlo se apoya en un importante registro estadístico de las variables estocásticas (no controlables): La velocidad del viento y la demanda del sistema patagónico.

Este modelo Monte Carlo permite obtener una gran variedad de escenarios posibles para distintos grados de penetración eólica. Cada escenario está determinado por un valor probable de generación eólica, uno de generación convencional y uno de demanda del sistema patagónico. La transmisión por la línea de estudio se calcula como:

$$\text{Transmisión} = \text{Gen eólica} + \text{Gen Convencional} - \text{Demanda}$$

Así es como se obtiene un gran pool de posibles valores de transmisión. Luego, para cada grado de penetración eólica, se analizan los resultados obtenidos en busca de distintos factores (Factores de planta de los distintos tipos de generación, factor de utilización de la línea y otros) que permiten determinar la máxima penetración eólica.

En el **Capítulo 3 “Estado del Arte”**, se presentan las herramientas teóricas que fundamentan el armado del modelo y su posterior análisis. El **Capítulo 4 “Datos de entrada”** presenta las distintas entradas del modelo Monte Carlo: velocidad del viento, demanda, generación convencional y límites de transmisión. En el **Capítulo 5 “Caracterización de las Variables estocásticas”**, se obtienen funciones densidad de probabilidad que caracterizan el comportamiento de la velocidad del viento y de la demanda. Estas funciones permiten obtener valores aleatorios de estas dos variables en base a su comportamiento estadístico, lo que serían “resultados probables”. Obtener un solo resultado probable no indica nada. La potencia de este método radica en la generación de un gran pool de resultados aleatorios, tirar los dados cientos de veces¹. Este pool de datos, en su conjunto, es un reflejo de los valores estadísticos con los que se confeccionaron las funciones densidad de probabilidad y por lo tanto sirve para analizar y estimar que ocurriría en la realidad.

En el **Capítulo 6 “Estudio de capacidad remanente del sistema de transmisión”**, se explica de forma detallada cómo es el armado del modelo Monte Carlo y se detallan los resultados que surgen al aplicar el mismo. El resultado principal es la reducción del factor de planta eólico a medida que se aumenta la penetración eólica, debido a las restricciones del vínculo de transmisión. Es posible aumentar la potencia eólica instalada, pero en determinados momentos el vínculo se saturará y se deberá verter energía eólica, lo que trae como consecuencia una reducción del factor de planta eólico. En base a este resultado, en el **Capítulo 7 “Estudio económico”** se realiza un estudio económico que permite afirmar que **la máxima potencia eólica que es rentable instalar en el sistema patagónico es 1000MW**.

En el **Capítulo 8 “Estudios de sensibilidad Monte Carlo”** se realizan estudios de sensibilidad para conocer como es la influencia determinadas variables en los resultados arrojados por el modelo Monte Carlo. Por último, en el **Capítulo 9 “Estudio de sensibilidad Económicos”** se realiza un estudio de sensibilidad para determinar la influencia de las hipótesis económicas en el resultado final.

¹ A mayor cantidad de veces, mayor será la precisión y el costo computacional asociado.

2 INTRODUCCIÓN

2.1 PLANTEO DEL PROBLEMA

En el año 2017, la Argentina comenzó a transitar un camino que tiene como meta aumentar generación de energía renovable hasta llevarla a un 20% de la matriz energética en el 2025 [1]. Este proceso se inició con los Planes de Energías Renovables en Argentina RenovAr 1, RenovAr 1.5 y RenovAr 2. Al día de la fecha (principios de 2018) se han adjudicado 740 MW eólicos en sistema patagónico. Determinar los límites de penetración de generación intermitente en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) es una tarea fundamental para cumplir esta meta.

METAS NACIONALES DE INSERCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2018-2025

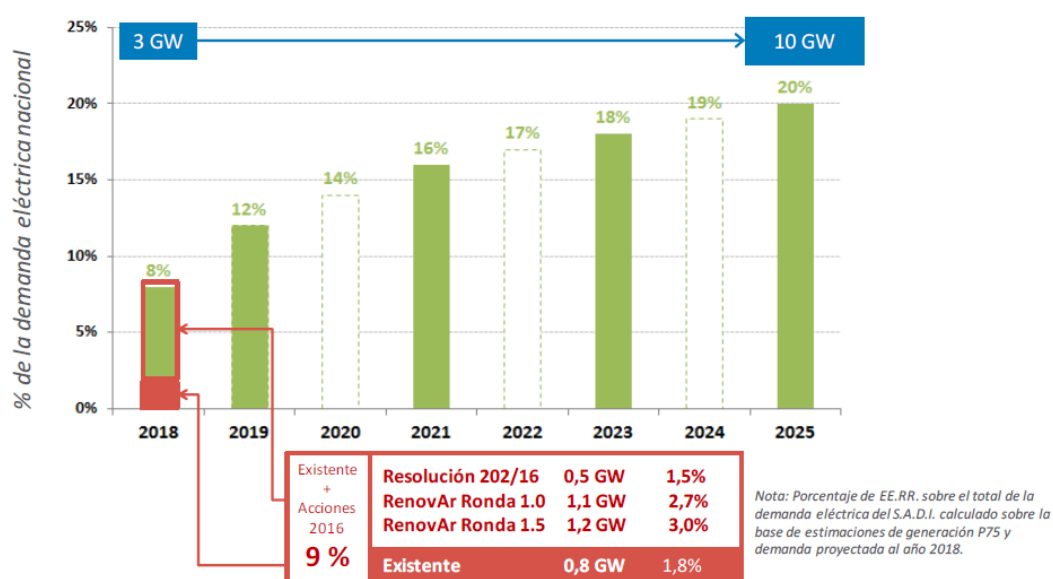


Figura 2-1: Metas RenovAr

Previo a la instalación de cualquier generador, CAMMESA² exige presentar estudios eléctricos de acceso que permitan identificar la factibilidad técnica de conexión de las nuevas fuentes de generación. Estos estudios son el primer paso necesario para asegurar que la energía disponible va a poder ser inyectada a la red, aunque no siempre son suficientes.

En tales estudios se contempla, por naturaleza, un número acotado de escenarios y condiciones posibles de la red, definidas en base a criterios determinados con anterioridad al desarrollo de este. La idea principal de este proyecto se basa en la experiencia chilena, que se encuentra plasmada en “Estudios Monte Carlo para la determinación de máxima inyección renovable y operación prevista en un SEP” presentado en CIGRE [2]. Cuando la capacidad remanente del sistema de transmisión es

² Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista Sociedad Anónima

reducida (como por ejemplo el único vínculo entre el sistema patagónico y el resto del SADI: La línea Puerto Madryn - Choele Choel en 500kV) y se cuenta a su vez con un importante parque generador renovable, la definición y construcción de tales escenarios no es directa, en especial si se pretende extraer información útil y confiable de los estudios.

En estas condiciones, la definición tradicional de **escenarios conservadores** (máxima generación en el área del proyecto y mínima demanda → Máxima exportación por el vínculo) puede dar lugar a reducidos márgenes de capacidad remanente. Con este abordaje se obtienen resultados de **casos pesimistas**, pero que a la vez corresponden a condiciones de **baja probabilidad de ocurrencia**. Estas hipótesis sólo permiten definir la máxima generación simultánea que puede absorber una red.

Por otra parte, la definición de escenarios en términos de energía o **potencia media** (obtenidos a partir de la potencia instalada y los factores de planta) puede derivar en conclusiones erróneamente **optimistas** al no contemplar los efectos de las **restricciones** que puedan presentarse en el sistema de transmisión, cuando de forma simultánea los distintos parques cuenten con un gran aporte desde sus fuentes primarias (e.g. irradiación solar, velocidad de viento).

Niveles de potencia renovable instalada por debajo de la indicada máxima generación simultánea no tendrá impacto relevante y su tratamiento es semejante al de una unidad convencional. Cuando se supera tal umbral, se deberán contemplar menores niveles de generación preexistente (típicamente sincrónica convencional), hasta el límite técnico asociado a la mínima cantidad de unidades sincrónicas requeridas en la región de estudio. Superado este límite, para cada nivel de potencia instalada, existirá un nivel de vertimiento y una reducción de los factores de planta esperados en los generadores renovables.

Ante condiciones de significativo aporte proveniente de fuentes renovables y restricciones en la transmisión, el concepto de capacidad remanente pasa a ser un límite “blando”. Por una parte, debido al impacto que las acciones operativas tienen en la definición de este límite y por otro lado a que la superación de este, en términos de potencia instalada, implicará condiciones de vertimiento y reducción de los factores de planta reales de los parques, pero a la vez se maximizarán los factores de utilización del sistema de transmisión y la energía total generada. A partir de esto, se plantean los principales **interrogantes del estudio**:

- **¿Cómo determinar la máxima potencia eólica que se puede instalar en el sistema patagónico?**, teniendo en cuenta de forma compuesta los aspectos técnicos y económicos de las restricciones de transmisión del vínculo Puerto Madryn - Choele Choel en 500kV.
- **¿Qué relación existe entre este valor y la potencia eólica adjudicada en los RenovAR?**

2.2 OBJETIVO

El objetivo de este proyecto es realizar un estudio probabilístico que permita determinar la máxima potencia eólica que es posible instalar en el sistema Patagónico teniendo en cuenta las restricciones de transmisión del vínculo Puerto Madryn - Choele Choel en 500kV. En vez de posicionarse en el peor escenario (máxima generación y mínima demanda en la zona → máxima exportación por el vínculo), se toman datos estadísticos reales de la velocidad del viento en la zona y la demanda del sistema patagónico para inferir su comportamiento. A su vez se consideran las posibilidades operativas del resto de la generación del área (Máximos y mínimos técnicos y la capacidad de variar la potencia entregada) y los límites eléctricos del sistema. (Datos determinísticos).

A través de la programación³ se realiza un modelo que, en base a estos datos y utilizando el Método de Monte Carlo, permita obtener una gran variedad de escenarios posibles para distintos grados de penetración eólica. Cada escenario está determinado por un valor probable de generación eólica, uno de generación convencional y uno de demanda del sistema patagónico. La transmisión por la línea de estudio se calcula como:

$$\text{Transmisión} = \text{Gen eólica} + \text{Gen Convencional} - \text{Demanda}$$

Así es como se obtiene un gran pool de posibles valores de transmisión. Luego, para cada grado de penetración eólica, se analizan los resultados obtenidos en busca de distintos factores (Factores de planta de los distintos tipos de generación, factor de utilización de la línea y otros) que permiten determinar la máxima penetración eólica.

El presente estudio se focaliza en un único cuello de botella (vínculo Puerto Madryn - Choele Choel) en presencia de una importante penetración renovable no despachable. Sin embargo, el mismo puede ser extrapolado a un caso más genérico que contemple múltiples límites de transmisión. Esto implicaría un grado mayor de procesamiento, pero conceptualmente el método es el mismo.

³ Mediante el lenguaje de programación Python

3 ESTADO DEL ARTE

3.1 HERRAMIENTAS ESTADÍSTICAS

3.1.1 Método Monte Carlo

El método de Monte Carlo es un método no determinista o estadístico numérico, usado para aproximar expresiones matemáticas complejas y costosas de evaluar con exactitud. El método se llamó así en referencia al Casino de Monte Carlo (Mónaco) por ser “la capital del juego de azar”, al ser la ruleta un generador simple de números aleatorios.

La importancia actual del método Monte Carlo se basa en la existencia de problemas que tienen difícil solución por métodos exclusivamente analíticos o numéricos, pero que dependen de factores aleatorios o se pueden asociar a un modelo probabilístico artificial. El método de Monte Carlo proporciona soluciones aproximadas a una gran variedad de problemas matemáticos posibilitando la realización de experimentos con muestreos de números pseudoaleatorios en una computadora. El método es aplicable a cualquier tipo de problema, ya sea estocástico o determinista.

Gracias al avance en diseño de los ordenadores, cálculos mediante este método que en otro tiempo hubieran sido inconcebibles, hoy en día se presentan como asequibles para la resolución de ciertos problemas. La base de este método es la generación de números aleatorios de los que se sirve para calcular probabilidades.

3.1.1.1 Ejemplo

Los programas de diseño asistido por ordenador (CAD) pueden determinar rápidamente el volumen de modelos muy complejos. Estos modelos, en general, no tienen una expresión analítica para determinar su volumen (por ejemplo, para un prisma, área de la base multiplicada por la altura), y la única solución es dividir el modelo en un conjunto de pequeños submodelos (teselación) cuyo volumen pueda determinarse (por ejemplo, dividir el modelo en miles de tetraedros). Sin embargo, esto consume muchos recursos, tanto para la teselación como para el cálculo del volumen de cada uno de los elementos. Por ello utilizan métodos de Monte Carlo, más robustos y eficientes.

Como el software sí conoce la expresión analítica de la geometría del modelo (posición de los nodos, aristas y superficies) puede determinar si un punto está dentro del modelo o está fuera con un coste mucho menor que el de determinar un volumen.

En primer lugar, el software coloca el modelo dentro de un volumen conocido (por ejemplo, dentro de un cubo de 1m^3 de volumen). A continuación, genera un punto aleatorio del interior del volumen conocido, y registra si el punto “ha caído” dentro o fuera del modelo. Esto se repite un gran número de veces (miles o millones), consiguiendo un registro muy grande de cuántos puntos han quedado dentro y cuántos fuera.

Como la probabilidad de que caiga dentro es proporcional al volumen del modelo, la proporción de puntos que han caído dentro con respecto al total de puntos generados es la misma proporción de volumen que ocupa el modelo dentro del cubo de 1m^3 .

Si el 50% de los puntos han caído dentro, el modelo ocupa el 50% el volumen total, es decir, 0.5m^3 . Evidentemente, cuantos más puntos genere el software, menor será el error de la estimación del volumen.

3.1.2 Distribución de Weibull

Es una distribución de probabilidad continua. Recibe su nombre de Waloddi Weibull, que la describió detalladamente en 1951, aunque fue descubierta inicialmente por Fréchet (1927) y aplicada por primera vez por Rosin y Rammler (1933) para describir la distribución de los tamaños de determinadas partículas. A lo largo de los años se estudió que esta distribución es de las que mejor aproxima el comportamiento estadístico de la velocidad del viento [3, p. 452].

La función de densidad de una variable aleatoria x con la distribución de Weibull es:

$$f(x; \lambda; k) = \begin{cases} \frac{k}{\lambda} \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k} & x \geq 0 \\ 0 & x < 0 \end{cases}$$

Donde k es el **parámetro de forma** y λ es el **parámetro de escala** de la distribución.

En la “Figura 3-1” se observan algunos ejemplos gráficos de esta distribución.

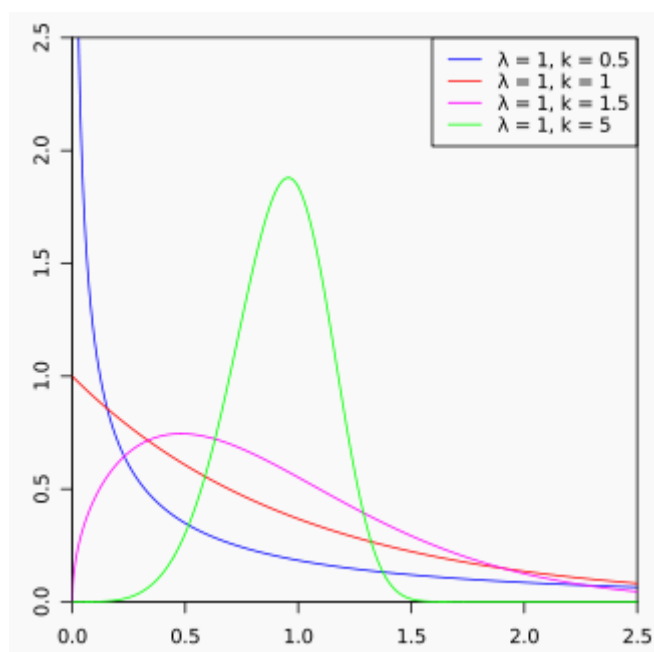


Figura 3-1: Distribución de Weibull

3.1.3 Distribución Normal

Es de las distribuciones de probabilidad de variable continua que con más frecuencia aparece aproximada en fenómenos reales. Posee la siguiente función de densidad:

$$p(x, \mu, \sigma) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2}$$

Donde:

μ es el parámetro de ubicación, igual a la media aritmética de la muestra.

σ es la desviación estándar de la muestra.

3.1.4 Coeficiente de correlación de Pearson

Es una medida de la relación lineal entre dos variables aleatorias cuantitativas. A diferencia de la covarianza, la correlación de Pearson es independiente de la escala de medida de las variables.

De manera menos formal, se define el coeficiente de correlación de Pearson como un índice que puede utilizarse para medir el grado de relación de dos variables, siempre y cuando ambas sean cuantitativas.

En el caso de que se esté estudiando dos variables aleatorias X y Y sobre una población; el coeficiente de correlación de Pearson se simboliza con la letra $\rho_{x,y}$, siendo la expresión que permite calcularlo:

$$\rho_{X,Y} = \frac{\sigma_{XY}}{\sigma_X \cdot \sigma_Y}$$

Donde,

σ_{XY} es la covarianza de (X,Y)

σ_X es la desviación típica de la variable X

σ_Y es la desviación típica de la variable Y

El valor del índice de correlación varía en el intervalo [-1,1]:

- Si $\rho_{X,Y} = 1$, existe una correlación positiva perfecta. El índice indica una dependencia total entre las dos variables denominada relación directa: cuando una de ellas aumenta, la otra también lo hace en proporción constante.
- Si $0 < \rho_{X,Y} < 1$, existe una correlación positiva.
- Si $\rho_{X,Y} = 0$, no existe relación lineal. Pero esto no necesariamente implica que las variables son independientes: pueden existir todavía relaciones no lineales entre las dos variables.
- Si $-1 < \rho_{X,Y} < 0$, existe una correlación negativa.
- Si $\rho_{X,Y} = -1$, existe una correlación negativa perfecta. El índice indica una dependencia total entre las dos variables llamada relación inversa: cuando una de ellas aumenta, la otra disminuye en proporción constante.

3.2 CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN [4]

El concepto de “carga límite de la línea” es útil para desarrollar una profunda interpretación de la capacidad de transmisión de potencia cuando esta se ve influenciada por el nivel de tensión y la longitud de la línea. La carga límite de la línea está definida como el grado de carga de la línea (expresada en porcentaje del SIL) permisible dados los límites de origen térmico, por caída de tensión, y por estabilidad. Este concepto fue introducido por primera vez por H. P. St. Clair en 1953. Basándose en consideraciones prácticas y en su experiencia personal, St. Clair desarrolló curvas de capacidad de transmisión de potencia de líneas de transmisión que cubrían niveles de tensión de 34.5 kV hasta 330 kV y longitudes de línea de hasta 645 km.

La “Figura 3-2” muestra la curva universal de carga límite para líneas aéreas de transmisión no compensadas aplicable a todos los niveles de tensión. La curva muestra los valores límites de potencia que pueden transmitirse como una función de la longitud de la línea. Tres factores influyen los valores límites de la potencia: límites térmicos, caída de tensión, y el límite de estabilidad en estado estacionario o de pequeña señal. Al determinar la curva de carga límite, se supone que la máxima caída de tensión admisible a lo largo de la línea es del 5% y que el mínimo margen de estabilidad de estado estacionario admisible es de 30°.

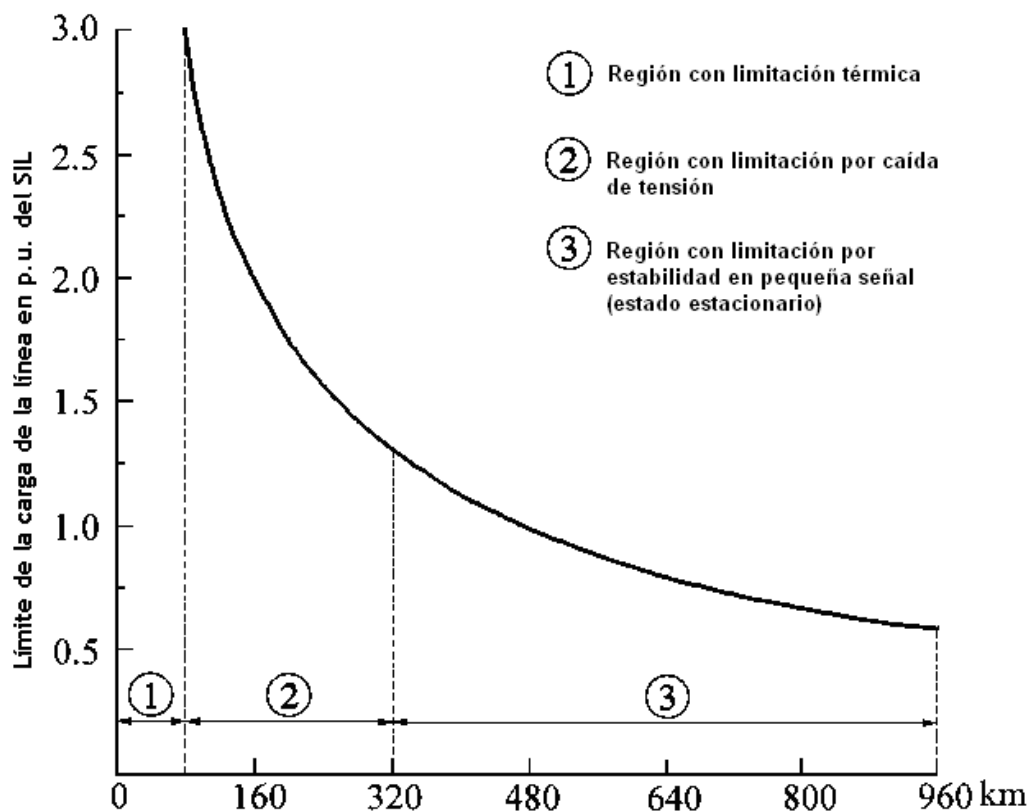


Figura 3-2: Carga límite

Los límites de carga de la línea están gobernados por las siguientes consideraciones:

- Límites térmicos para líneas de hasta 80 km
- Límite por caída de tensión para líneas entre 80 km y 320 km
- Límites de estabilidad para líneas de longitud mayor a 320 km

Límites térmicos

El calor producido por la corriente que fluye en las líneas de transmisión tiene tres efectos indeseables:

- Fatiga y gradual pérdida de resistencia mecánica del conductor de aluminio provocada por una continua exposición a temperaturas extremas.
- Incremento de la flecha y disminución de la distancia a tierra, debido a la expansión del conductor a altas temperaturas.
- Variación de los parámetros de la línea.

El segundo de los tres efectos anteriores es generalmente el factor limitante para determinar la máxima temperatura de operación permisible. En este límite, la flecha resultante hace que la línea se aproxime a la mínima distancia reglamentaria a tierra.

Basándose en consideraciones de recocido, la máxima temperatura permisible de un conductor es de aproximadamente 127°C para conductores con alto contenido de aluminio y de 150°C para los restantes conductores.

La máxima corriente permisible (es decir la capacidad o ampacidad) depende de la temperatura ambiental y de la velocidad del viento. La constante de tiempo térmica es del orden de 10 a 20 minutos. Por lo tanto, usualmente se distinguen prestaciones continuas y por un tiempo limitado. Dependiendo de la corriente previa a la contingencia, la temperatura y la velocidad del viento, la capacidad de tiempo limitado puede aprovecharse durante las emergencias.

Límite por caída de tensión

El sistema entra a un estado de inestabilidad de tensión cuando una perturbación, incremento en la demanda de carga, o cambio en las condiciones del sistema, causa una progresiva e incontrolable caída de tensión.

La causa de la inestabilidad de tensión se debe a los intentos de la dinámica de la carga en restaurar el consumo de potencia más allá de la capacidad de la red de transmisión y de la generación conectada.

La inestabilidad de tensión puede producirse en varias formas diferentes. En su forma más simple puede ilustrarse considerando la red de dos terminales de la “Figura 3-3”. Esta consiste de una fuente de tensión constante (E_s) alimentando una carga (Z_{LD}) a través de una impedancia serie (Z_{LN}). Este es representativo de una alimentación radial

simple o de un área de carga alimentada por un gran sistema a través de una línea de transmisión.

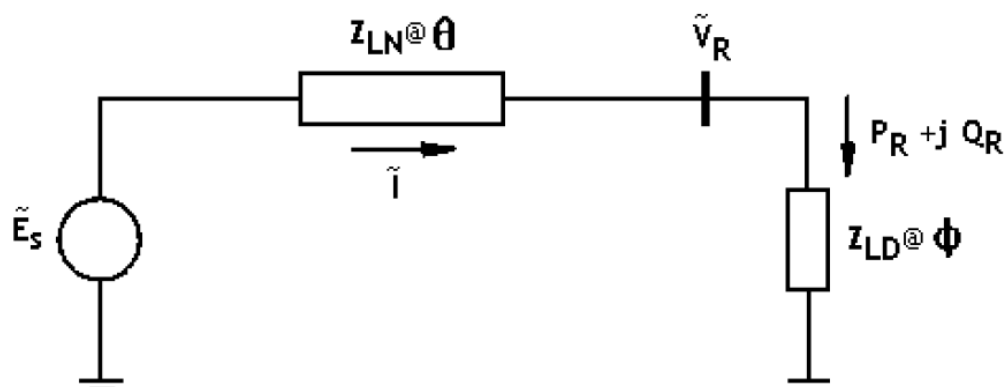


Figura 3-3: Esquema 2 terminales

En la “Figura 3-4” se muestran las gráficas de I , V_R , y P_R como una función de Z_{LN}/Z_{LD}

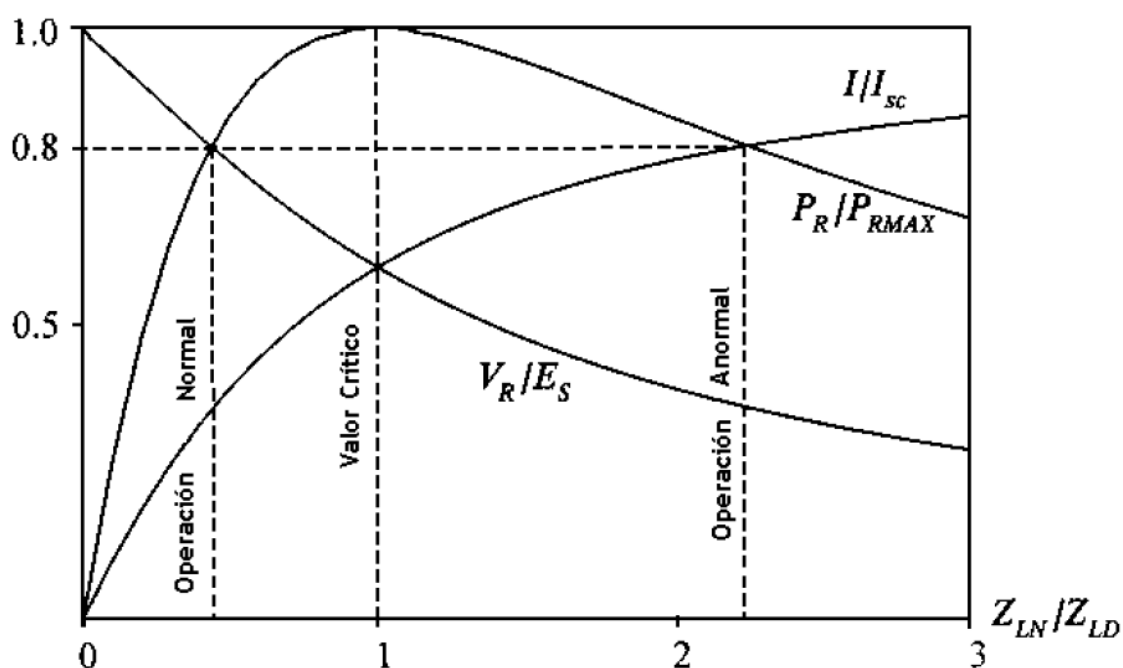


Figura 3-4: Variación de parámetros

Como la demanda de la carga se incrementa por la disminución de Z_{LD} , P_R se incrementa rápidamente al principio y luego más lentamente antes de alcanzar un máximo, luego del cual decrece. Tenemos entonces así un valor máximo de potencia activa que puede transmitirse a través de una impedancia desde una fuente de tensión constante.

Cuando Z_{LD} disminuye gradualmente, la corriente I se incrementa y V_R decrece. Inicialmente, para los altos valores de Z_{LD} , el incremento en I domina sobre la disminución en V_R y por tanto P_R se incrementa rápidamente con la disminución de Z_{LD} . Cuando Z_{LD} se aproxima a Z_{LN} , el efecto del incremento en la I es solamente un poco

mayor que el decrecimiento en V_R . Cuando Z_{LD} es menor que Z_{LN} , el decrecimiento en V_R domina sobre el incremento en I , y el efecto neto es una disminución en P_R .

La condición operativa crítica, correspondiente a la máxima potencia, representa el límite de la operación satisfactoria. Para una demanda de carga mayor, el control de la potencia por la variación de la carga puede ser inestable; esto es, una disminución en la impedancia de carga reduce la potencia. Que la tensión disminuya progresivamente y el sistema se vuelva inestable depende de las características de la carga. Con una carga estática con característica de impedancia constante, el sistema estabiliza en niveles de tensión y potencia menores que los deseados. Por otra parte, con una carga con característica de potencia constante, el sistema se torna inestable debido a un colapso en la tensión de la barra de carga. Con otras características, la tensión está determinada por la composición de las características de la línea de transmisión y la carga. Si la carga se alimenta con transformadores con variador de topes bajo carga (ULTC), la acción del cambiador de topes tratará de elevar la tensión de la carga. Esto tiene como efecto el reducir la Z_{LD} efectiva vista desde el sistema. Esto entonces lleva a un menor valor de V_R y lleva a una progresiva reducción de la tensión. Esta es una simple y pura forma de inestabilidad de tensión.

Desde el punto de vista de la estabilidad de la tensión, la relación entre P_R y V_R es de gran interés. Esta se presenta en la "Figura 3-5". En la misma podemos observar como al aumentar P_R la tensión disminuye progresivamente hasta un punto crítico. Encontramos dos regiones, una estable (tensión por encima de la crítica) y una inestable (tensión por debajo de la crítica).

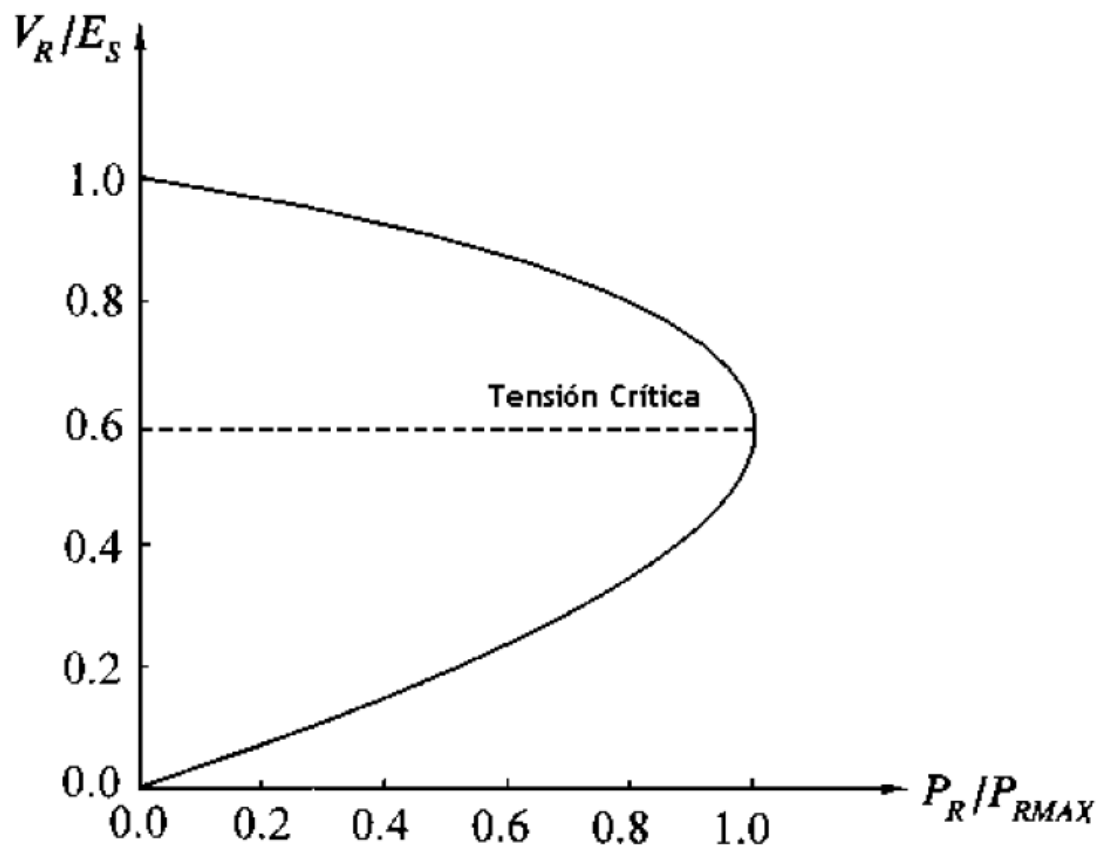


Figura 3-5: V vs P

Límite de estabilidad

La siguiente función expresa la potencia transmitida por una línea en estado estacionario:

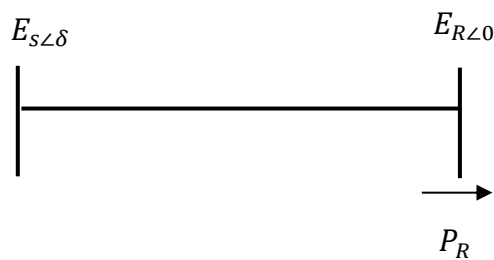


Figura 3-6: Esquema elemental

$$P_R = \frac{E_S \cdot E_R}{Z_C \cdot \sin \theta} \cdot \sin \delta$$

Donde,

Z_C : Impedancia característica de la línea

θ : $\beta \cdot l$

β : Constante de fase

Para una línea corta, el $\sin \theta$ puede reemplazarse por θ en radianes. De aquí que,

$$Z_C \cdot \sin \theta = Z_C \cdot \theta = \sqrt{\frac{L}{C}} \cdot w \cdot \sqrt{L \cdot C} \cdot l = wLl = X_L \text{ Reactancia inductiva}$$

Por lo que la expresión de la potencia transferida se reduce a:

$$P_R = \frac{E_S \cdot E_R}{X_L} \cdot \sin \delta$$

Si las tensiones en ambos extremos se mantienen constantes, la potencia transmitida solamente es función del ángulo de transmisión δ . Esta relación se observa en la siguiente Figura:

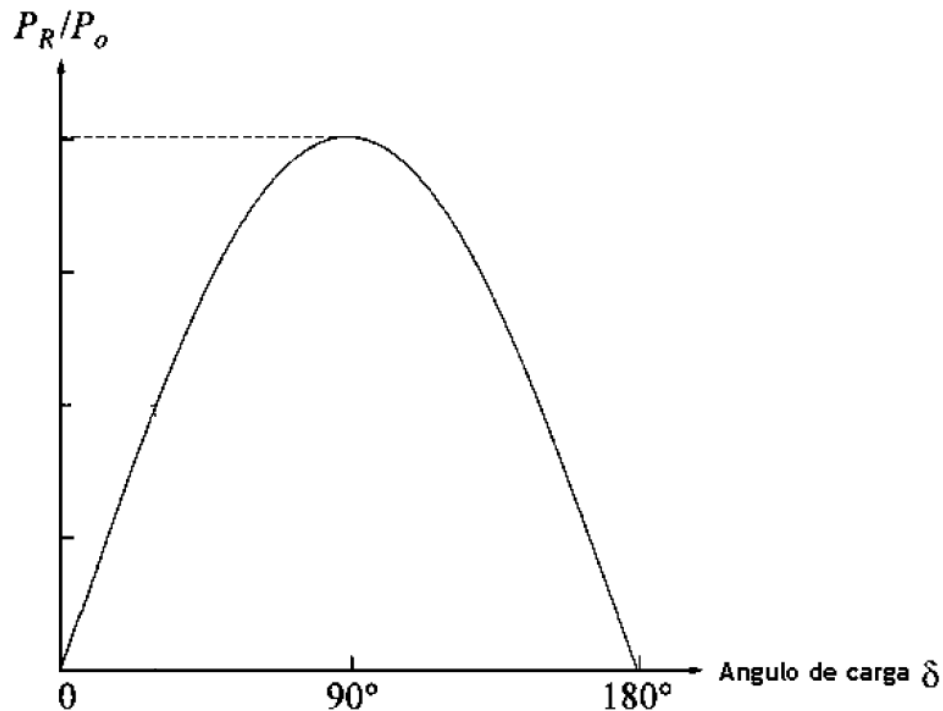


Figura 3-7: P vs delta

Se observa que existe una potencia máxima, en estado estacionario, que se da para $\delta = 90^\circ$. Un aumento mayor del ángulo conlleva una reducción de la potencia transferida, es por esto que tenemos una zona estable ($\delta < 90^\circ$) y una inestable ($\delta > 90^\circ$). Para evitar esta situación suele operarse con un ángulo $\delta < 30^\circ$.

Limitaciones sistémicas

De forma complementaria a las anteriores, a las líneas de transmisión se les suele asignar límites operativos basados en aspectos más complejos o integrales del sistema, los cuales surgen de estudios de estabilidad transitoria, en donde se simula la dinámica de las centrales de generación, demanda y automatismos tales como cortes de carga, desconexión de generación, fast-valving, conexión de resistores de frenado, etc. De esta forma las líneas pueden contar con límites derivados de:

- Balance carga-generación post contingencia contemplando las reservas para control de frecuencia y los esquemas de desconexión de carga asociados.
- Niveles de amortiguamiento en condiciones normal o de contingencia (estabilidad en pequeña señal)
- Limitaciones cruzadas, donde el límite de transferencia de una parte del sistema depende de otras transferencias o niveles de despacho externos.

3.3 GENERACIÓN INTERMITENTE

Las fuentes intermitentes contienen dos elementos claves: una variabilidad que no puede ser controlada (variabilidad producida por condiciones meteorológicas y estacionalidad), y a la vez una dificultad no menor para predecir su nivel de producción.

Variabilidad o intermitencia

Las fuentes intermitentes (como la eólica) presentan una generación que varía significativamente en diferentes escalas de tiempo (mensual, diario, horario) según la intensidad de su recurso energético (el viento).

Como consecuencia de esta intermitencia, la generación de energía eólica no es despachable en el sentido de que no puede ser controlada o programada por el operador. Debe ser despachada siempre que esté disponible, lo que exige una mayor flexibilidad al resto del sistema.

Mayor nivel de incertidumbre.

La generación eólica no sólo es intermitente, sino que además posee un carácter estocástico. Si bien la precisión de los pronósticos es cada vez mayor, no es suficiente como para predecir la generación con exactitud.

Reservas

Los dos puntos anteriores dan cuenta de la necesidad de contar con una reserva de generación mayor para operar de forma segura un sistema de potencia que posee una alta penetración de generación intermitente. Se debe contar con máquinas que puedan seguir las variaciones de la generación eólica con el fin de lograr que la potencia demandada sea igual a la generada.

A modo informativo, en “Costos de integración de ERNC intermitentes y estacionales: convergiendo costos privados con costos sociales” se indica que el requerimiento de reserva es de entre 4-5% de la capacidad eólica instalada para un período de 4 horas, si la penetración eólica se encuentra entre un 5% y 10% de la demanda total del sistema. Cuando la penetración aumenta por encima del 15%, el requerimiento de reserva puede incrementarse a niveles de entre el 15% y el 20% de la capacidad eólica instalada. [5, p. 14]

Factores de planta y de utilización

Siendo que la generación es de índole intermitente también lo será la transmisión hasta los puntos donde se localice la demanda, de esta forma existe una sub-utilización del equipamiento que debe estar dimensionado para la máxima potencia cuando los factores de planta pueden resultar, por ejemplo, del 30%.

En la “Figura 3-8” se observa un ejemplo ilustrativo del porcentaje de carga de una línea que exporta la generación de un parque eólico, durante un mes.

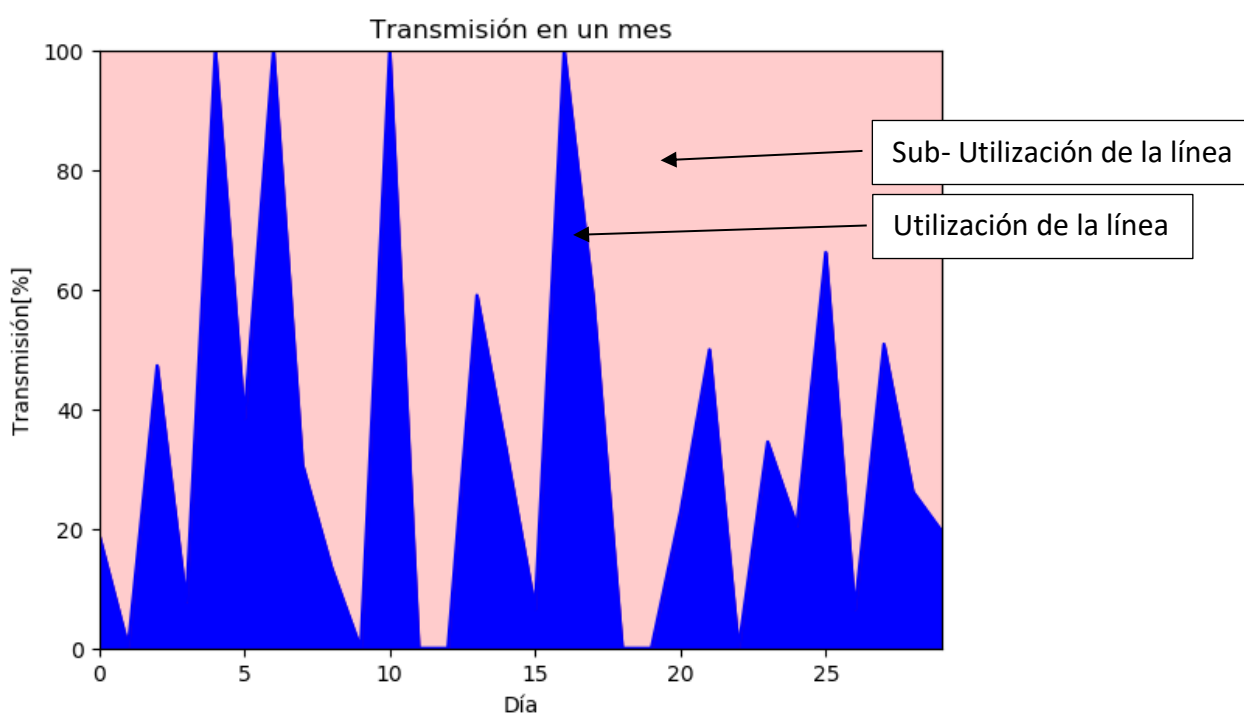


Figura 3-8: Ejemplo de transmisión

El área azul representa el porcentaje de utilización de la línea: aproximadamente 30%. Mientras que el área roja representa la sub-utilización de la línea: aproximadamente

70%. Es notable como para poder exportar la potencia generada por el parque, en todo momento, es necesario sobre dimensionar la línea de transmisión.

Si se aumenta lo suficiente la penetración renovable, se logra aumentar los factores de utilización de las líneas de transmisión. Sin embargo, esto es a expensas de una reducción de los factores de planta de los generadores renovables intermitentes (vertido eólico). En otras palabras, al aumentar la penetración renovable, se eleva la energía generada, pero se disminuye la potencia media de cada central. He aquí una cuestión fundamental: ¿Hasta qué punto es rentable aumentar la penetración renovable frente a limitaciones en la transmisión?

3.4 CRITERIOS ECONÓMICOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS

Los criterios expuestos a continuación son extraídos del libro “Preparación y evaluación de proyectos” de Nassir Sapag Chain [6]

3.4.1 Valor actual neto (VAN)

Este criterio plantea que el proyecto debe aceptarse si su valor actual neto (VAN) es igual o superior a cero, donde el VAN es la diferencia entre todos sus ingresos y egresos expresados en moneda actual.

Se puede expresar la formulación matemática de este criterio de la siguiente manera (El subíndice t en los ingresos y egresos sólo explica la posibilidad de valores diferentes en el flujo de caja del proyecto.):

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Y_t - E_t}{(1+i)^t} - I_0$$

Donde Y_t representa el flujo de ingresos del proyecto, E_t sus egresos e I_0 la inversión inicial en el momento cero de la evaluación. La tasa de descuento se representa mediante i . n es la cantidad de períodos en que se evalúa el proyecto.

En “*El presupuesto de bienes de capital*” Bierman y Smidt explican el significado del valor actual señalando que “un dólar recibido ahora es más valioso que un dólar recibido dentro de cinco años en virtud de las posibilidades de inversión disponibles para el dólar de hoy. Al invertir o prestar el dólar recibido hoy, puedo tener considerablemente más de mi dólar dentro de cinco años. Si el dólar recibido se emplea ahora para el consumo, estaré dando más que el valor de un dólar de consumo en el año cinco. Por esta razón, los ingresos futuros deben descontarse siempre”.

3.4.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

El criterio de la tasa interna de retorno (TIR) evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento por periodo, con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual. Esto es lo mismo que calcular la tasa que hace al VAN del proyecto cero. Como señalan Bierman y

Smidt en *“El presupuesto de bienes de capital”* la TIR “representa la tasa de interés más alta que un inversionista podría pagar sin perder dinero, si todos los fondos para el financiamiento de la inversión se tomaran prestados y el préstamo (principal e interés acumulado) se pagara con las entradas en efectivo de la inversión a medida que se fuesen produciendo”.

La tasa interna de retorno puede calcularse aplicando la siguiente ecuación:

$$\sum_{t=1}^n \frac{Y_t - E_t}{(1+r)^t} - I_0 = 0$$

Puede apreciarse que este criterio es equivalente a hacer el VAN igual a cero y determinar la tasa que le permite al flujo actualizado ser cero. La tasa calculada así se compara con la tasa de descuento de la empresa. Si la TIR es igual o mayor que ésta, el proyecto debe aceptarse, y si es menor, debe rechazarse.

3.4.3 Periodo de recuperación (PR)

Determina el número de periodos necesarios para recuperar la inversión inicial, resultado que se compara con el número de periodos aceptable por la empresa. Si los flujos fuesen idénticos y constantes en cada periodo, el cálculo se simplifica a la siguiente expresión:

$$PR = \frac{I_0}{BN}$$

donde PR, periodo de recuperación, expresa el número de periodos necesarios para recuperar la inversión inicial I_0 cuando los beneficios netos generados por el proyecto en cada periodo son BN.

4 DATOS DE ENTRADA

Los datos que representan las entradas del modelo fueron provistos por CAMMESA: Registros estadísticos de la velocidad del viento, la potencia generada por generadores eólicos e hidráulicos y la demanda del sistema patagónico, límites de transmisión y características técnicas de los generadores convencionales.

4.1 DATOS DE ENTRADA DETERMINÍSTICOS

En esta sección se presentan los datos determinísticos con los que se cuenta. Estos van a ser las entradas fijas del modelo.

4.1.1 Sistema eléctrico

El estudio se realizará en el Sistema Patagónico de la República Argentina

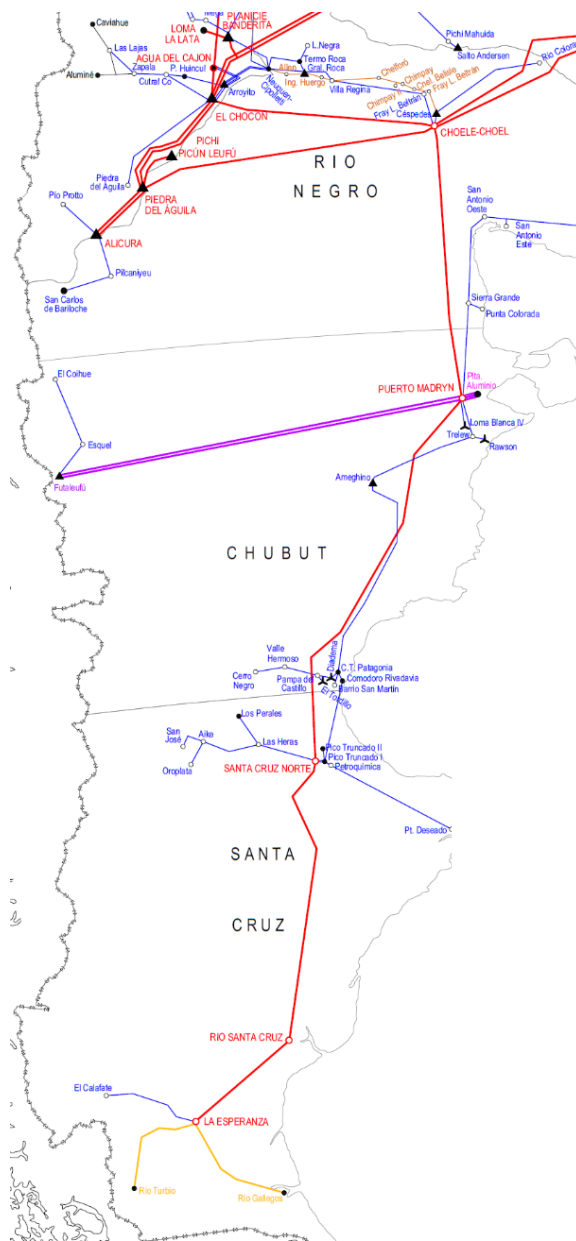


Figura 4-1: Sistema Patagónico

4.1.2 SADI

El resto del SADI es considerado como una barra de potencia infinita. Por lo tanto, es capaz de absorber las diferencias entre la potencia generada y la demanda que se produzcan debido a la intermitencia de la generación eólica. Se considera que los costos de generación del resto del SADI son siempre mayores a los de la generación eólica en la Patagonia, por lo que siempre se podrá exportar la energía generada en esta área.

4.1.3 Límites de transmisión

El único vínculo entre el SADI y el sistema patagónico es la línea Puerto Madryn - Choele Choel en 500kV, esta representa el único cuello de botella contemplado en el estudio. No se consideran los vínculos en 132 kV.

Es fundamental conocer el límite de transmisión de esta línea:

Puerto Madryn - Choele Choel (Exportación): 1000 MW. Este límite se debe a la estabilidad transitoria. En caso de que se esté exportando un valor más elevado de potencia, durante o después de una falla monofásica con recierre exitoso en dicha línea los generadores de CT Río Turbio o de CT Patagonia pueden perder el sincronismo.

Para entender este fenómeno se presenta la ecuación que representa el “torque sincronizante” de un generador en un sistema radial:

$$T_s = \frac{E_S \cdot E_R \cdot \cos(\delta)}{X_T}$$

Donde,

E_S : Tensión en el extremo emisor

E_R : Tensión en el extremo receptor

δ : Ángulo entre las dos tensiones

X_T : Impedancia del vínculo

En el momento de la falla hay una importante depresión de las tensiones, esto trae aparejado una disminución del torque sincronizante, y por ende un aumento de la velocidad del rotor. Durante el tiempo muerto de recierre se presenta un aumento transitorio de la impedancia del vínculo. Nuevamente el torque sincronizante se ve reducido y la velocidad del rotor continúa aumentando. Esto resulta en una excursión angular transitoria límite entre los dos extremos, que lleva al sistema patagónico a la inestabilidad. (Ver “3.2 Capacidad de transmisión ”)

Choele Choel - Puerto Madryn (Importación): 450 MW. Este límite es calculado por CAMMESA como un porcentaje de la demanda del Sistema Patagónico. El objetivo es que, si el vínculo se pierde, el Sistema Patagónico se pueda seguir operando en isla, sin cortar los servicios esenciales. En caso de perder el vínculo, Aluar tiene un automatismo propio de deslastre de carga por subfrecuencia, por lo que desconectará una cantidad de demanda que estará relacionada con su intercambio con la red. El resto de la

Patagonia se estabilizará con el esquema de alivio de carga por subfrecuencia tradicional. De estas dos variables es que CAMMESA determina el límite de importación en 450 MW

4.1.4 Generadores

Actualmente, año 2017, el Sistema Patagónico cuenta con reducido parque generador que está comprendido por máquinas térmicas, ciclos combinados, generadores hidráulicos y eólicos. En la Tabla 4-1⁴ se observan las características de los diferentes generadores.

Nº	Central	Tipo	Pmax [MW]	Pmin [MW]	Observaciones
1	Los Perales	Auto G	40	-	Dos máquinas de 50MW cada una (las tienen para consumo propio). Exportan al SADI su excedente. Se fija en 40 MW
2	Comodoro Rivadavia	TG	20	12	Máquina antigua, una vez en funcionamiento no se apaga.
3	Pico Truncado	TG	20	12	Máquina antigua, una vez en funcionamiento no se apaga.
4	CT Patagonia	CC	124	104	Modula dentro de Pmax y Pmin. No funciona a ciclo abierto. Esta de base todo el tiempo. 2TG y una TV
5	Rio Turbio	TV	240	120	2 TV de 120MW. No se encontró información acerca de la modulación. Se considera que puede disminuir un 50%.
6	Ameghino	Hidro	47	-	Hidroeléctrica de pasada. No puede embalsar. Se considera fija en 47MW
7	Diadema	Eólica	6,3		
8	Loma Blanca IV	Eólica	51		
9	Rawson	Eólica	77,4		
10	El Tordillo	Eólica	3		
11	Futaleufú	Hidro	472	180	

Tabla 4-1: Generación

⁴ Información provista por CAMMESA

En la “Figura 4-2” se observa la ubicación geográfica de cada uno de los generadores.

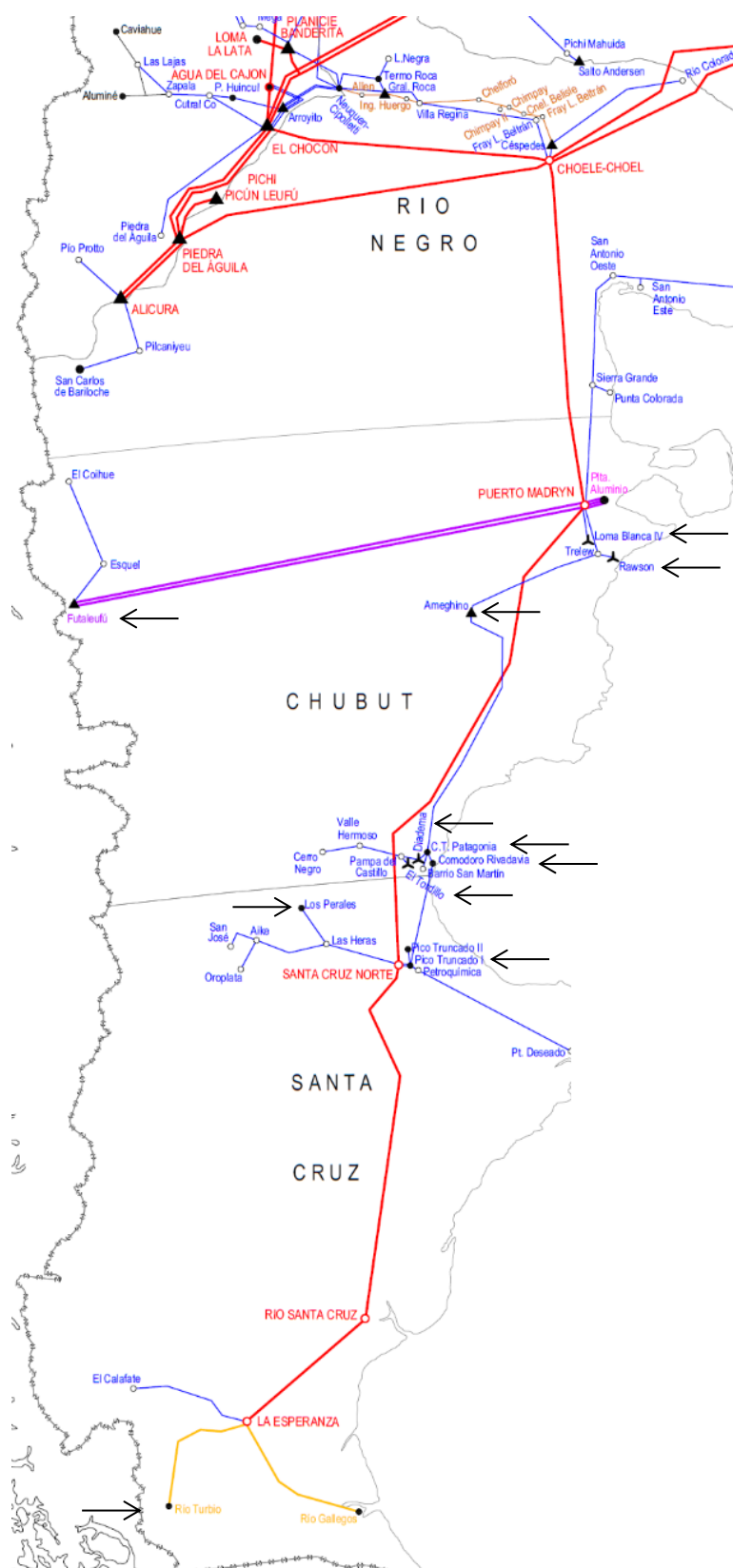


Figura 4-2: Generadores– Ubicación geográfica

4.1.4.1 Futaleufú

La central Hidroeléctrica Futaleufú es la más importante del sistema patagónico. Es la que mayor capacidad de regulación ofrece. Esta modulación es de vital importancia para compensar las fluctuaciones inherentes de la generación eólica. Sin embargo, al no poseer un embalse compensador⁵, posee limitaciones por erogado aguas abajo: Diariamente sólo es posible variar un 20% la potencia generada y la potencia mínima es de 180MW que implica un turbinado de 150m³/s.

La central está compuesta por 4 máquinas de Pmax=118MW Pmin=90MW

4.1.4.1.1 Ciclos del Agua

El agua que llega a la central posee un comportamiento estacional. Este es analizado por CAMESA para determinar el despacho estacional de la represa. El objetivo principal es evitar verter agua, pero tampoco dejar con un nivel muy bajo al embalse. En la “Figura 4-3” se observa un registro histórico de los caudales medios en el río Futaleufú:

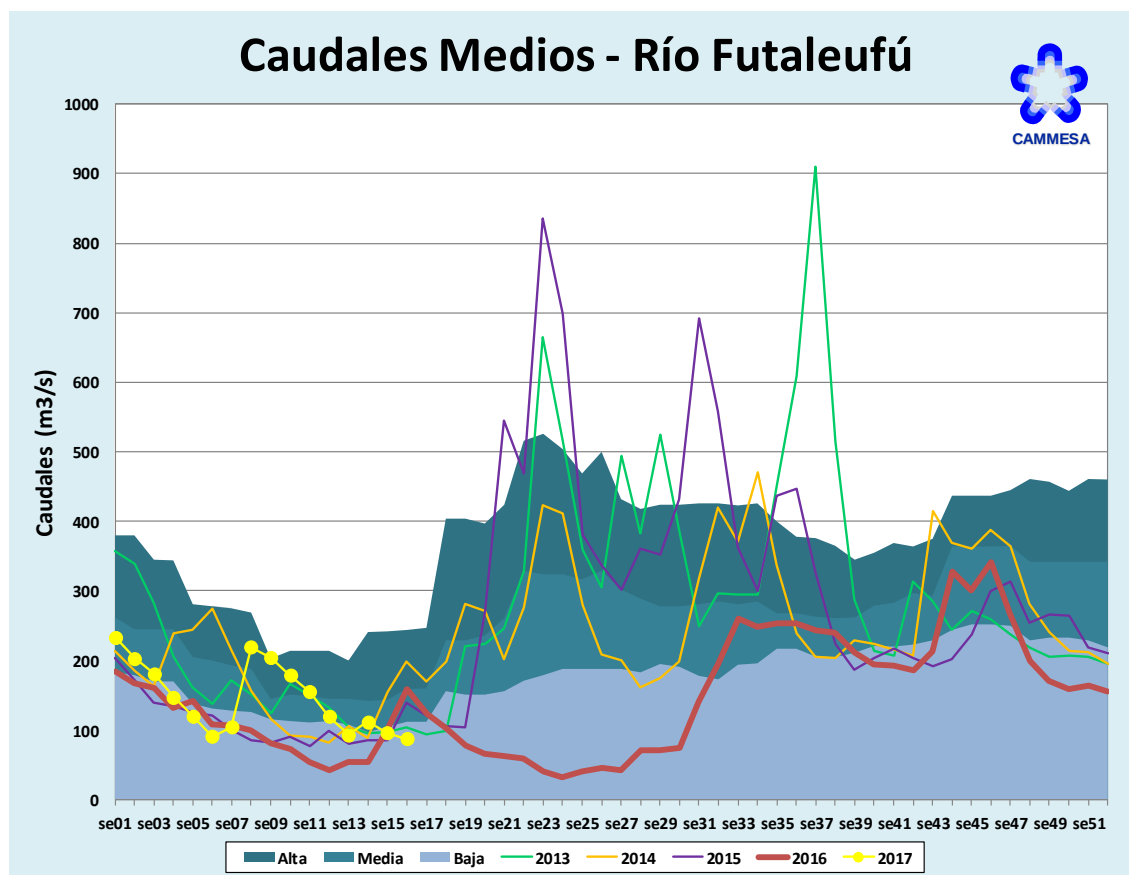


Figura 4-3: Caudales medios

⁵ Es un embalse de menor magnitud que el principal, capaz de realizar, mediante un volumen disponible relativamente chico, una regulación diaria de los caudales provenientes, almacenando el agua turbinada en las horas de mayor consumo para erogarla en forma constante durante todo el día, evitando así las inconvenientes aguas abajo.

Es notable la existencia de épocas de mayor y menor aporte de agua. A su vez, en la “Figura 4-3” se observan 3 escenarios de aportes bases: Alta, Media y Baja.

Para cumplir el objetivo principal del despacho, mencionado anteriormente, CAMMESA toma el criterio de mantener el nivel del embalse por debajo de una cota que varía según la época del año. Cuando los aportes de agua son bajos, es necesario acumular agua por lo que la cota será alta; en cambio, cuando los aportes de agua son altos, se turbinada mayor cantidad de agua para no tener que verterla, por lo que la cota es más baja. Este criterio se observa en la “Figura 4-4”

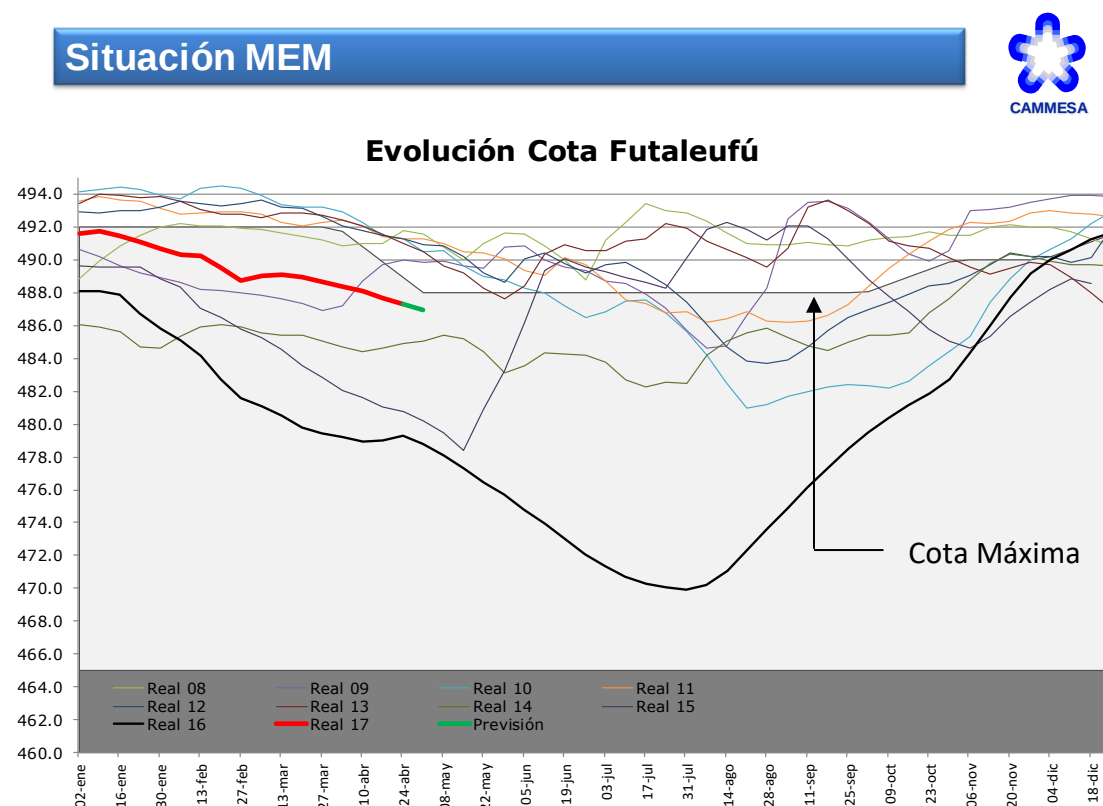


Figura 4-4: Evolución de la cota Futaleufú

En marco general el despacho de la central Futaleufú sigue el siguiente esquema:

Mediados de Marzo hasta mediados de Mayo → Pmin (otoño)

Mediados de mayo a Agosto → Pmax (invierno)

Septiembre a Diciembre → Pmin (primavera)

Verano: 3 o 4 días al máximo, el resto varía entre el máximo y el mínimo con la única restricción de que $\Delta P_{\max}(\text{diario})=20\%$

4.1.4.1.2 Factor de planta

El factor de planta está directamente relacionado con la cantidad de agua que se turбина anualmente. Para tener un valor de referencia se utiliza un registro histórico de valores de potencia generada por la central. Se tiene un valor por hora durante los años 2014, 2015 y 2016. Con los mismos se calcula el FP promedio:

$$FP_{Futa\ promedio} = 0,55$$

Para años en los que los aportes de agua a la represa sean medios, es importante que el factor de planta se mantenga cercano al promedio. FP más altos implican niveles de cota bajos y FP bajos pueden provocar vertido hidráulico.

De todas formas, la programación de esta central dependerá mucho de los aportes de agua que se esperen para cada año en particular. El presente proyecto no está enfocado en la programación, sino en la proyección de la estructura del sistema de potencia. Por lo tanto, se toma el criterio de aceptar este valor promedio del factor de planta y considerar aceptable una variación del 10%:

$$FP_{Futa\ max} = 0,61$$

$$FP_{Futa\ min} = 0,5$$

4.1.4.2 Aluar

Aluar es una industria productora de aluminio poseen una importante generación propia, la máquina más grande es de 250 MW. Sin embargo, no alcanzan a abastecer la totalidad de su demanda. En promedio demandan al SADI una potencia media de 230 MW. En el presente estudio la demanda de Aluar está contemplada dentro de los registros estadísticos de la demanda del sistema patagónico (Ver 4.2.2 Demanda Patagonia).

4.1.4.3 Resumen Generación convencional

Con el fin de simplificar el posterior análisis se divide la generación convencional en 3 grupos: Generación Térmica, Futaleufú y Ameghino:

- Generación térmica (Los Perales + Comodoro Rivadavia + Pico Truncado +CT Patagonia + Rio Turbio): $P_{max} = 444\ MW$; $P_{min} = 288\ MW$
- Futaleufú. Tiene un comportamiento estacional:

Verano: Valor normal igual al valor medio entre P_{max} y P_{min} :

$$P = \frac{P_{max} - P_{min}}{2} + P_{min} = 326\ MW$$

De ser necesario puede variar un $\pm 20\%$

Otoño: $P = P_{min} = 180\ MW$

De ser necesario puede variar un $+20\%$

Invierno: $P = P_{max} = 472\ MW$

De ser necesario puede variar un -20%

Primavera: $P = P_{min} = 180 \text{ MW}$

De ser necesario puede variar un +20%

- Ameghino permanece fija en 47 MW

4.2 DATOS ESTOCÁSTICOS

Los datos estocásticos son aquellos cuyo comportamiento es no determinista: la velocidad del viento y la demanda. Sin embargo, pueden ser analizados en términos de probabilidad, por lo que se requiere un registro estadístico para poder procesarlos.

En el presente estudio se tienen muestras estadísticas de un período de 3 años (2014,2015 y 2016) con un intervalo de 1 hora. Lo que implica 26280 valores por cada variable estocástica.

4.2.1 Velocidad del viento

Es crucial para el estudio conocer los datos estadísticos de la velocidad del viento en distintos puntos de la Patagonia. Se cuenta con los valores de la velocidad del viento del parque eólico Rawson, en el período de 3 años (2014,2015 y 2016) con un intervalo de 1 hora. A su vez, se tienen los valores de potencia generada de los parques eólicos: Rawson, Loma Blanca IV y Diadema, en el período de 3 años (2014,2015 y 2016) con un intervalo de 1 hora.

En la “Figura 4-5” se observan los 3 parques eólicos. Es notable la existencia de dos áreas diferentes: una al norte y la otra al sur.

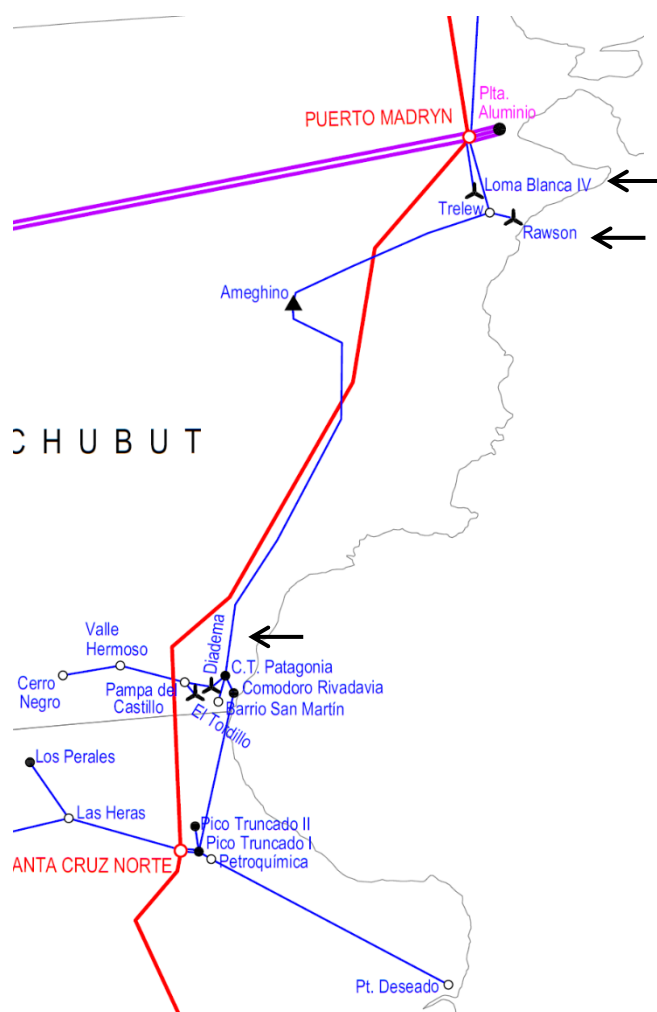


Figura 4-5: Generadores eólicos

4.2.2 Demanda Patagonia

Otro factor estocástico de crucial importancia es la demanda total del sistema patagónico. Se cuenta con este dato en el período de 3 años (2014,2015 y 2016) con un intervalo de 1 hora.

5 CARACTERIZACIÓN DE LAS VARIABLES ESTOCÁSTICAS

Para obtener valores probables de la velocidad del viento y de la demanda del sistema patagónico se deben caracterizar estas variables estocásticas, mediante distribuciones de probabilidad que se ajusten a su comportamiento.

El procesamiento de los datos y la impresión de las diferentes gráficas se realiza mediante la programación en Python.

5.1 VELOCIDAD DEL VIENTO

Es necesario caracterizar la velocidad del viento en las diferentes áreas de estudio a través de parámetros probabilísticos: Funciones de distribución de probabilidad que ajusten a los datos estadísticos. Se utiliza la distribución de Weibull ya que a lo largo de los años se ha estudiado que es la más acertada para caracterizar datos estadísticos de la velocidad del viento [3, p. 452]

Como se explicó previamente sólo se tienen los datos de la velocidad del viento para el parque Eólico Rawson, la caracterización de los otros parques se aproximará siguiendo criterios que se explicaran más adelante.

5.1.1 Correlación entre los parques

Los resultados se obtienen mediante el programa “13.2 Correlación.py” del Anexo.

Se precisa conocer la correlación que existe entre Rawson y cada uno de los otros dos parques (Loma Blanca IV y Diadema). Si la correlación es alta, se utiliza la misma caracterización de la velocidad del viento para los dos parques. Si la correlación es baja, será necesario tener una caracterización distinta para cada parque.

Como primera aproximación se grafica la potencia generada por cada uno de los parques en el mes de enero del 2014:

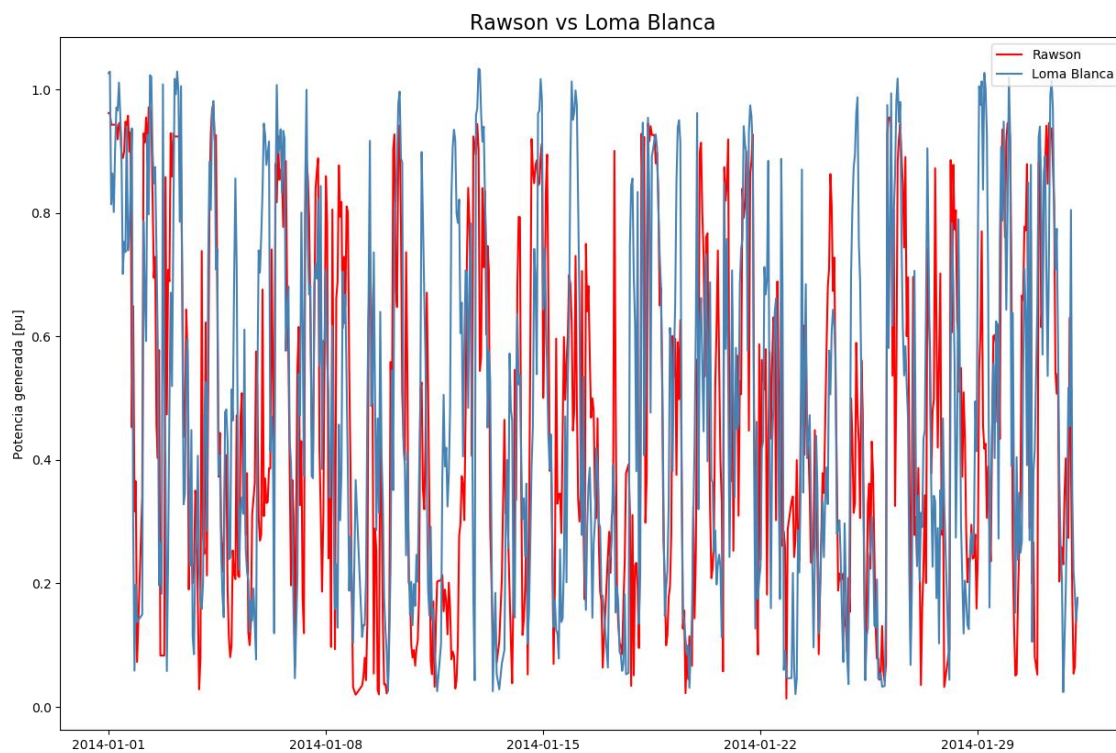


Figura 5-1: Rawson vs Loma Blanca -Gráfica temporal

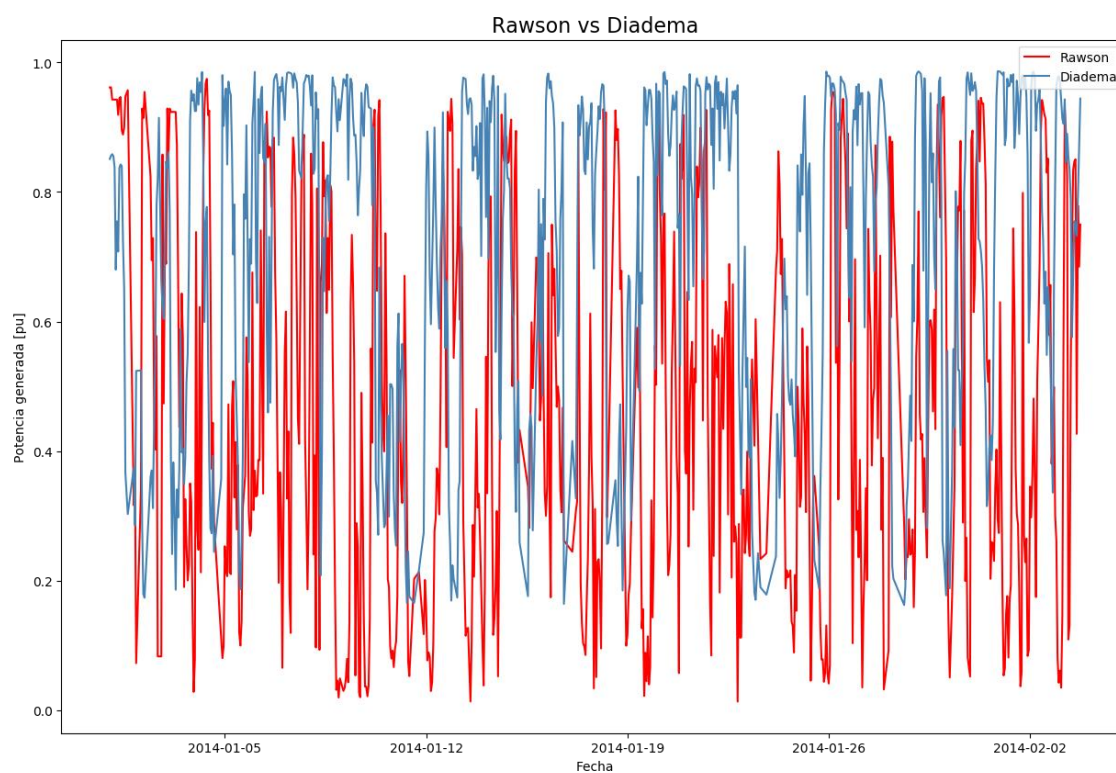


Figura 5-2: Rawson vs Diadema -Gráfica temporal

En la “Figura 5-1” y la “Figura 5-2” se aprecia una mayor correlación entre Rawson y Loma Blanca que entre Rawson y Diadema. Sin embargo, este análisis no es suficiente para asegurar la correlación.

A continuación, para cada momento del registro estadístico de potencia generada, se grafica el par de potencia generada de cada uno de los dos parques, junto a sus histogramas. El resultado es el siguiente:

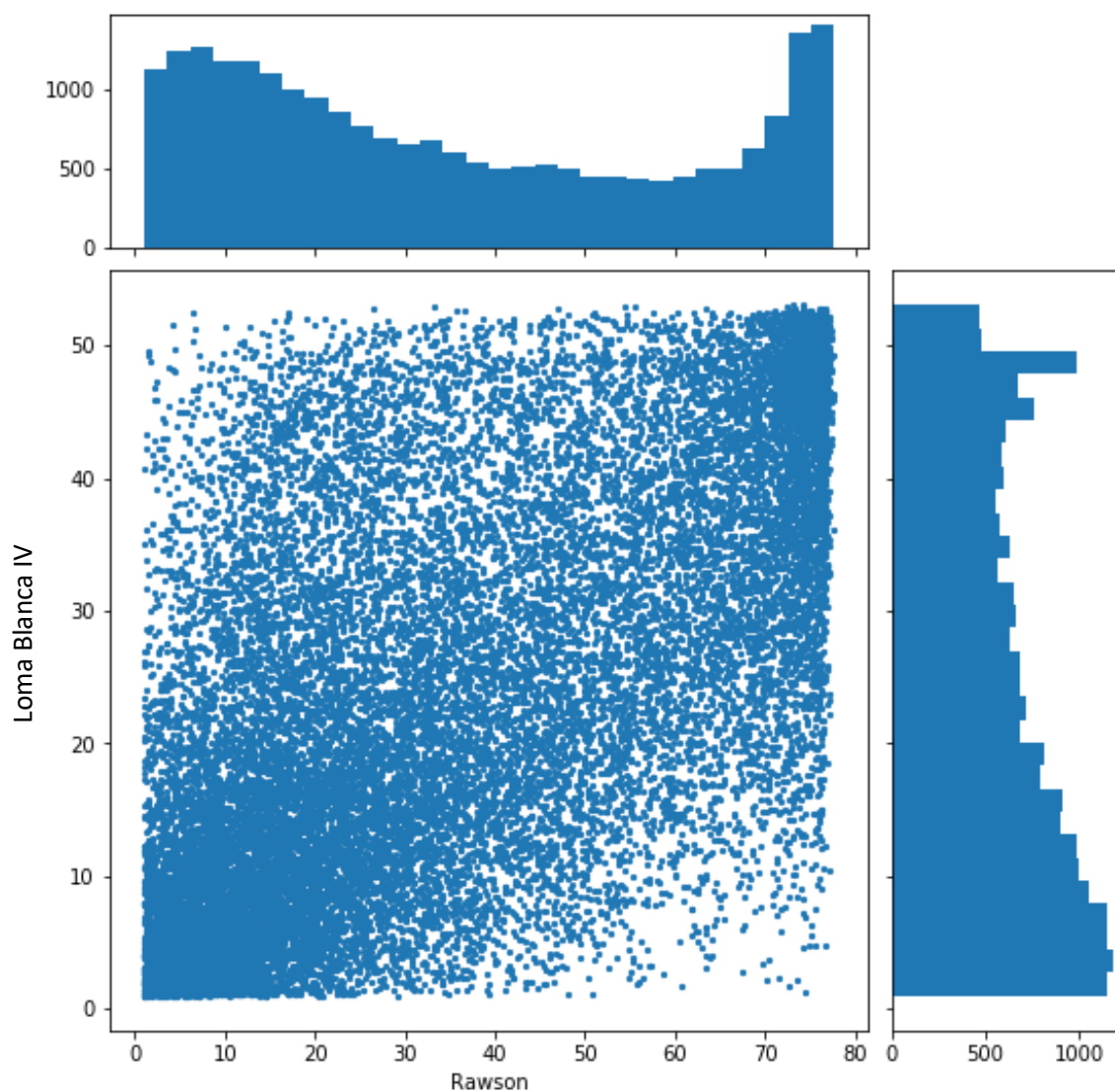


Figura 5-3: Rawson y Loma Blanca - Correlación

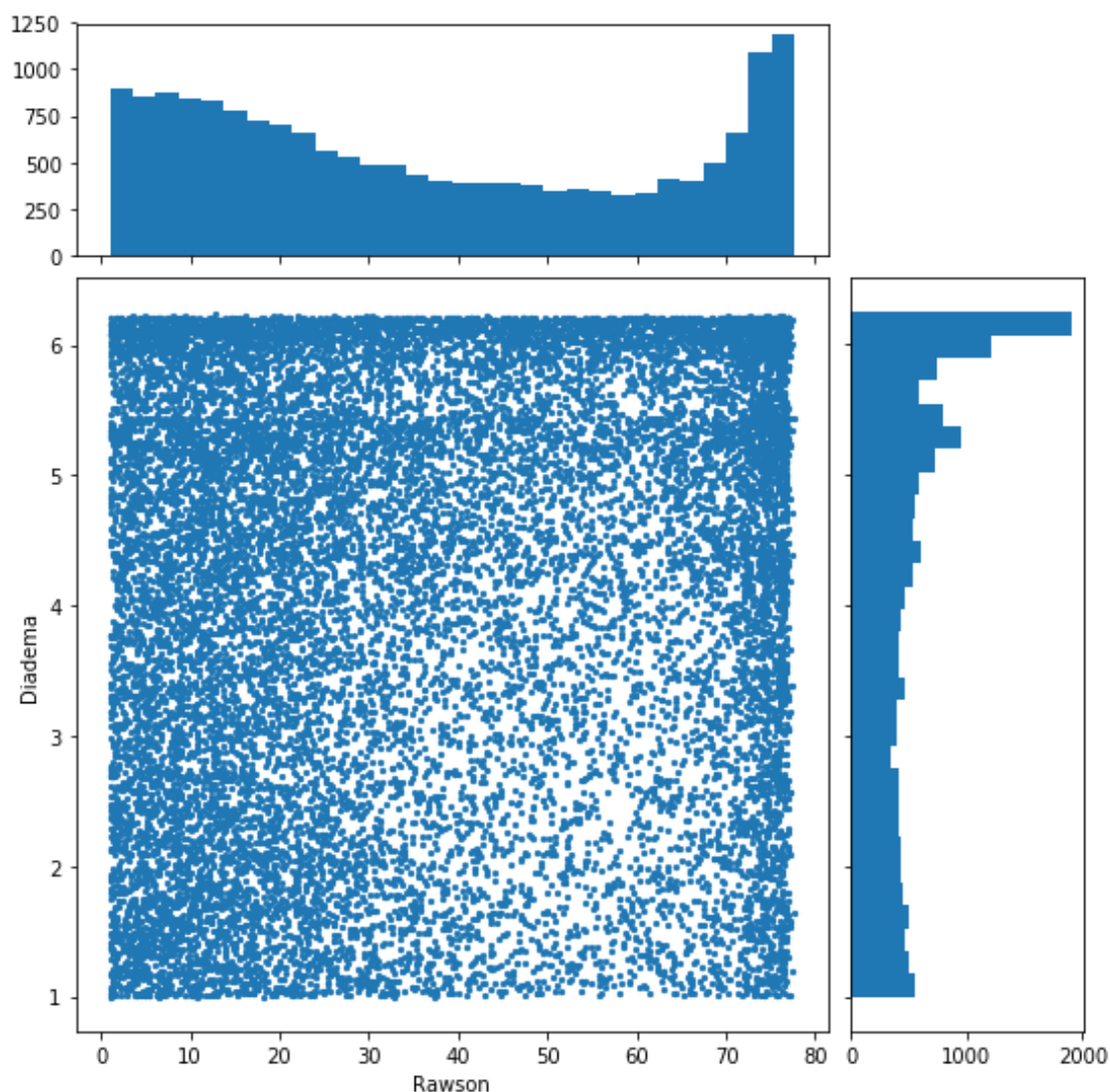


Figura 5-4: Rawson y Diadema - Correlación

En estas gráficas la correlación entre las dos variables es más grande cuanto mayor sea la concentración de puntos en la diagonal principal (desde abajo a la izquierda hacia arriba a la derecha). A su vez, la similitud entre los histogramas permite estimar la correlación. Nuevamente, en la “Figura 5-3” y “Figura 5-4” se observa una correlación entre Rawson y Loma Blanca, y una independencia entre Rawson y Diadema.

Por último, para determinar la correlación de forma analítica, se utiliza el Coeficiente de Pearson (ver “3.1.4 Coeficiente de correlación de Pearson”). Se toman los datos de la potencia generada de cada parque y se calcula el coeficiente. Los resultados son:

Correlación entre Rawson y Loma Blanca IV: 0,66

Correlación entre Rawson y Diadema: 0,16

En base a estos valores se definen dos zonas, la Norte (caracterizada por los vientos de Rawson) y la Sur (Cuya caracterización deber ser diferente)



Figura 5-5: Distancia entre los parques eólicos

Como se aprecia en la “Figura 5-5”, debido a las distancias geográficas que separan los parques (entre Rawson y Loma Blanca IV, 28km; y entre Rawson y Diadema, 330 km) es esperable que los dos primeros estén correlacionados y que los dos últimos no lo estén.

5.1.2 Zona Norte

Los resultados se obtienen mediante el programa “13.3 Caracterización inicial del viento.py” del Anexo

Para la zona norte se cuenta con un registro estadístico de la velocidad del viento y la potencia generada en el parque eólico Rawson. A continuación, se plotean estos datos:

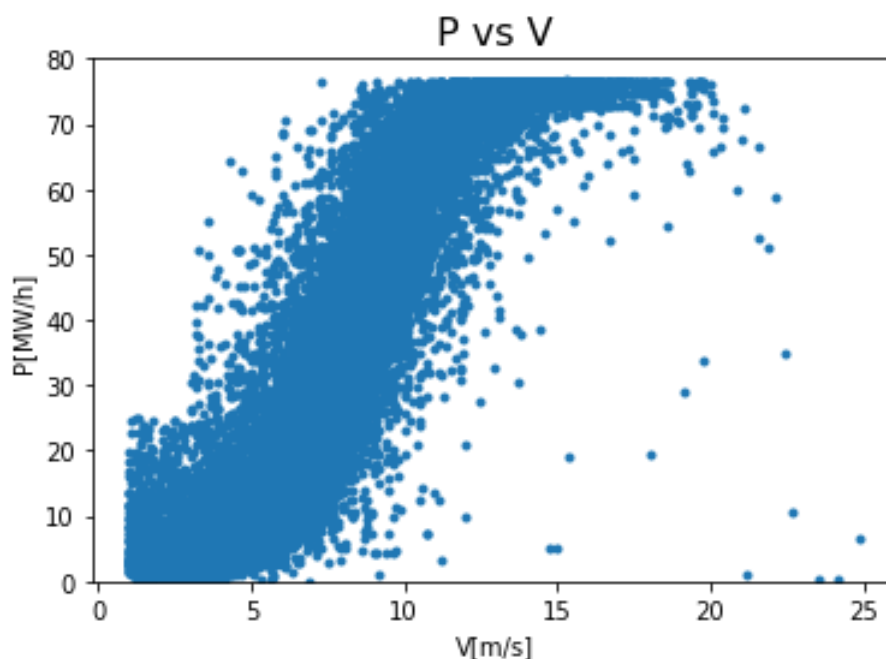


Figura 5-6: P vs Viento

El parque eólico Rawson cuenta con 43 Aerogeneradores *Vesta V90* de 1.8 MW cada uno. En la “Figura 5-7” se observa la curva de Potencia de este generador [7]:

Power curve V90-1.8/2.0 MW

Noise reduced sound power modes are available.

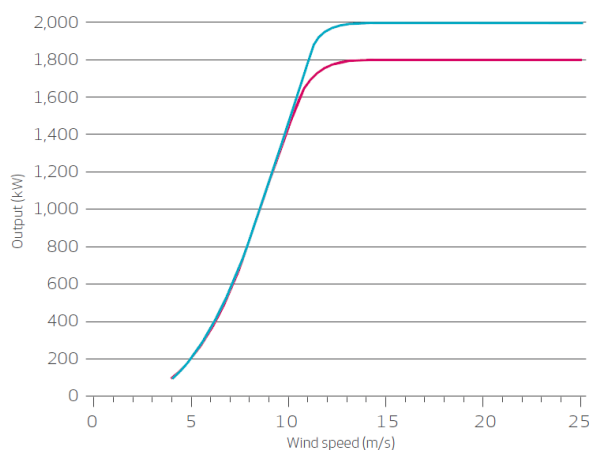


Figura 5-7: Curva de potencia Vesta V90 1.8/2.0 MW

Es notable la similitud entre las tendencias de la “Figura 5-6” y la “Figura 5-7”. En primera instancia se busca validar los datos estadísticos.

5.1.2.1 Validación de datos

Con el fin de validar los datos se calcula el factor de planta⁶ de tres formas distintas.

Primero a través de los datos de la potencia generada:

$$FP = \frac{\sum_{i=0}^n P_i}{P_{nom}} = 0,49$$

Donde,

P_i es la i-ésima medición de potencia

n es la cantidad de mediciones

P_{nom} es la potencia es la potencia nominal del parque: 77,4 MW

En segundo lugar, se calcula el mismo factor, pero la potencia generada se obtiene a través de los datos de la velocidad del viento, transformados en potencia mediante la curva de la “Figura 5-7”. Para lograr esto, se reconstruye está curva, teniendo en cuenta los datos de [7], con la siguiente función por tramos:

Para $V < 4$:

$P = 0$ MW

Para $V \geq 4$ y $v < 12$:

P = Polinomio de grado 3. (mediante la programación se determina el polinomio de grado 3 que mejor ajusta a la curva de la “Figura 5-7”)

Para $V \geq 12$ y $v < 25$:

$P = 1.8$ MW

Para $V \geq 25$:

$P = 0$ MW

El resultado obtenido es el siguiente:

⁶ Cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme a los valores nominales de las placas de identificación de los equipos. Es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo.

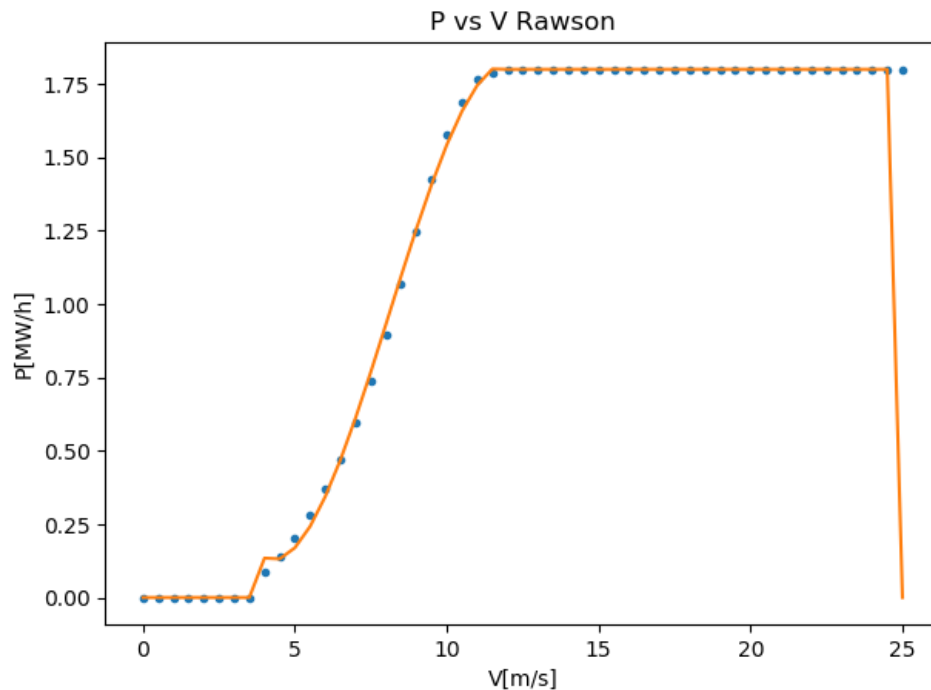


Figura 5-8: $P(V)$ En amarillo

El factor de planta se calcula como:

$$FP = \frac{\sum_{i=0}^n P(V_i)}{n P_{nom}} = 0,52$$

Donde,

V_i es la i -ésima medición de viento

n es la cantidad de mediciones

P_{nom} es la potencia nominal de un aerogenerador: 1.8 MW

$P(V)$ es la función por tramos.

En tercer lugar, se obtiene la distribución de Weibull que mejor aproxime a los datos del viento. Luego se calcula la potencia media a través de la curva de potencia del aerogenerador y de la distribución obtenida anteriormente. Finalmente se calcula el factor de planta.

En “Figura 5-9” se observa el histograma de la velocidad del viento superpuesto a la distribución de Weibull (se analizan la totalidad de los datos).

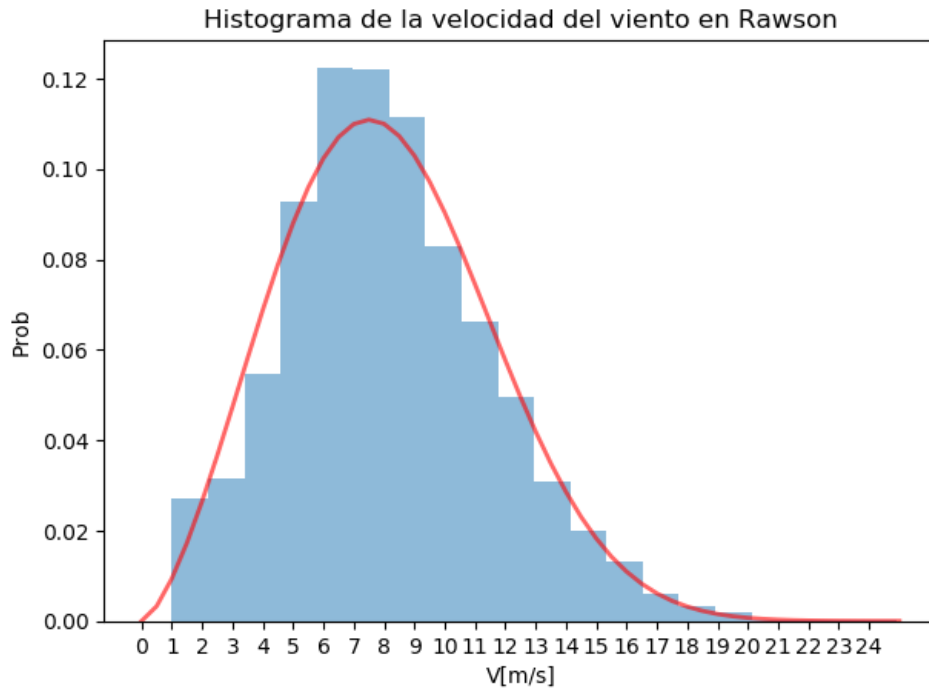


Figura 5-9: Rawson - Histograma y distribución de Weibull de la Velocidad del viento.

Los parámetros de la distribución de Weibull son:

$$k = 2,52$$

$$\lambda = 9,17$$

La potencia media de un aerogenerador, que sirve como representación de la totalidad del parque, se calcula de la siguiente forma:

$$P_m = \int f_w(v) \cdot p(v) dv \quad [8, p. 1]$$

Donde,

P_m es la potencia media

f_w es la función densidad de distribución de weibull

$p(v)$ es la función por tramos que aproxima la curva P-V del aerogenerador.

El factor de planta se calcula como:

$$FP = \frac{P_m}{P_{nom}} = \frac{\int f_w(v) \cdot p(v) dv}{P_{nom}} = 0,51$$

Donde,

P_{nom} es la potencia nominal de un aerogenerador: 1.8 MW

Finalmente, los resultados son los siguientes:

Método de cálculo	FP
1	0,49
2	0,52
3	0,51

Tabla 5-1: Resultados FP

En conclusión, se obtiene resultados similares de las tres formas. Por lo que se asume que los datos quedan validados, existe una correlación verdadera entre los datos de la velocidad del viento y de la potencia generada.

5.1.3 Zona Sur

Está definida por el parque eólico Diadema. El mismo cuenta con 7 aerogeneradores ENERCON E-44 de 900 KW cada uno. En la “Figura 5-10” se observa la curva de Potencia de este generador [9]:

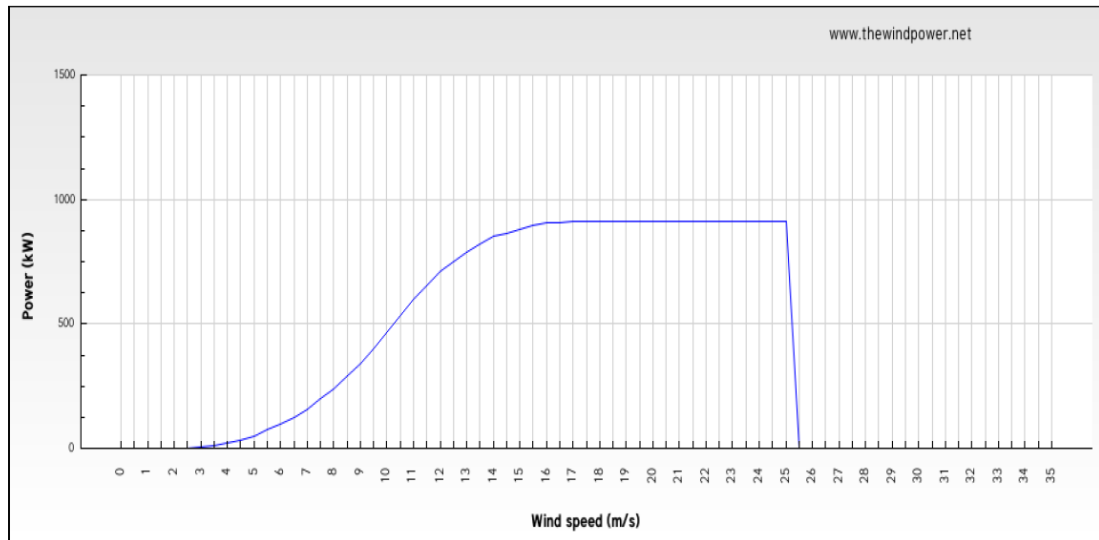


Figura 5-10: Curva de potencia - Diadema

En primera instancia se calcula el Factor de planta del parque mediante los datos estadísticos de la potencia generada:

$$FP = \frac{\sum_{i=0}^n P_i}{P_{nom} \cdot n} = 0,47$$

Donde,

P_i es la i-ésima medición de potencia

n es la cantidad de mediciones

P_{nom} es la potencia es la potencia nominal del parque: 6,3 MW

Al no poseer lo datos estadísticos de la velocidad del viento en Diadema, se toma la misma distribución de Weibull que se obtuvo en Rawson, se mantiene constante el factor de forma (k) y se modifica el factor de escala (λ) con el objetivo de lograr que el factor de planta, calculado mediante la distribución Weibull⁷, sea igual al calculado con los datos estadísticos de la potencia generada.

Se comienza planteando una función por tramo que aproxime la curva P-V de los aerogeneradores de Diadema (“Figura 5-10”):

⁷ Análogo a la tercer forma de 5.1.2.1 Validación de datos

Para $V < 3$:

$P = 0$ MW

Para $V \geq 3$ y $V < 17$:

$P =$ Polinomio de grado 3. (mediante la programación se determina el polinomio de grado 3 que mejor ajusta a la curva de la “Figura 5-10”)

Para $V \geq 17$ y $V < 25$:

$P = 0.91$ MW

Para $V \geq 25$:

$P = 0$ MW

El resultado es el siguiente:

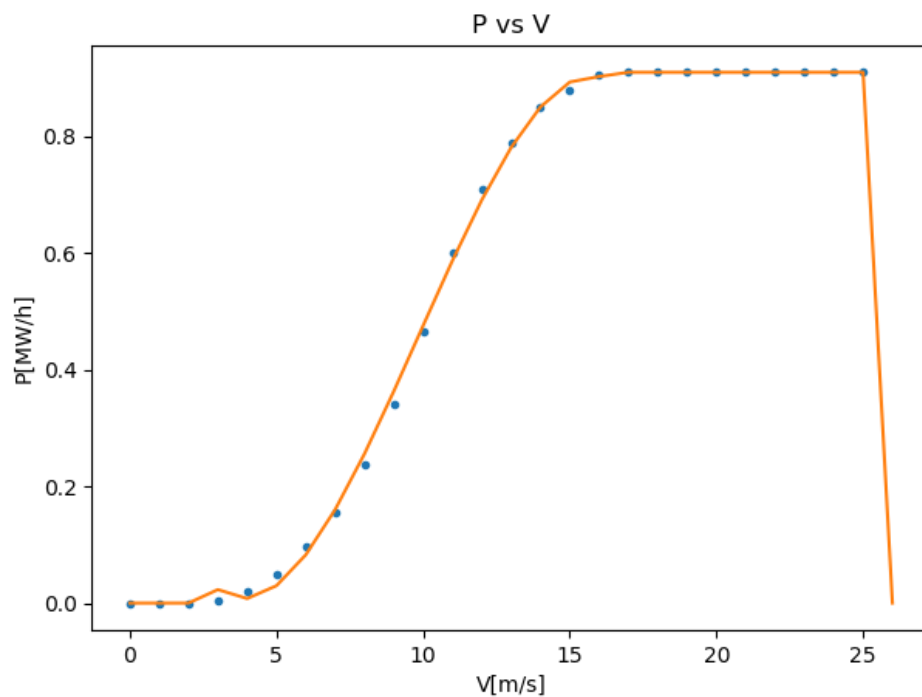


Figura 5-11: $p(x)$ en amarillo

Luego, la potencia media de un aerogenerador, que sirve como representación de la totalidad del parque, se calcula de la siguiente forma:

$$P_m = \int f_w(v) \cdot p(v) dv \text{ [8, p. 1]}$$

Donde,

P_m es la potencia media

f_w es la función densidad de distribución de weibull

$p(v)$ es la función por tramos

Finalmente, el factor de planta se calcula como:

$$FP = \frac{P_m}{P_{nom}} = \frac{\int f_w(v) \cdot p(v) dv}{P_{nom}}$$

Donde,

P_{nom} es la potencia es la potencia nominal de un aerogenerador: 0.91 MW

En el caso de Rawson la función distribución de Weibull que ajusta a los datos tiene los siguientes parámetros:

$$\begin{aligned} k &= 2,52 \\ \lambda &= 9,17 \end{aligned}$$

A través de la ecuación anterior y de forma iterativa, se encuentra que para $\lambda = 10,79$ el $FP = 0,47$ (idéntico al calculado mediante los datos de la potencia generada). Por lo tanto, en términos generales, la velocidad del viento en Diadema queda caracterizada con los siguientes parámetros de la distribución de Weibull:

$$\begin{aligned} k &= 2,52 \\ \lambda &= 10,79 \end{aligned}$$

En la “Figura 5-12” se observa una comparación entre las dos distribuciones.

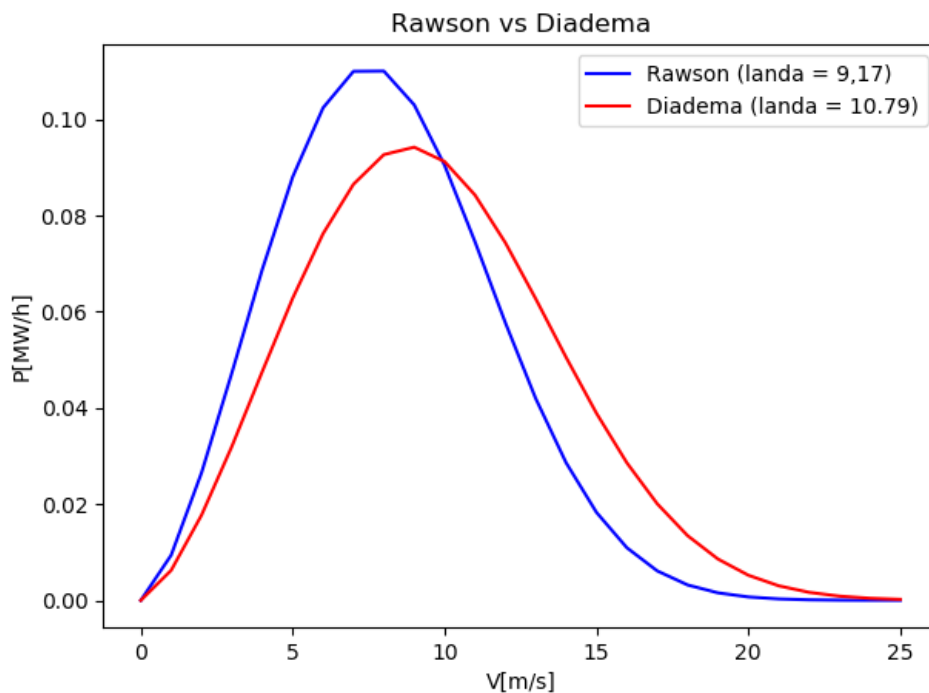


Figura 5-12: Comparación -Distribuciones de Weibull

$$\frac{\lambda_{Rawson}}{\lambda_{Diadema}} = 1,18$$

Como se determinó anteriormente, la zona Norte está caracterizada por el parque eólico Rawson y la Sur por el parque eólico Diadema. En conclusión,

$$\boxed{\begin{array}{l} \lambda_{Sur} = \lambda_{Norte} \cdot 1,18 \\ k_{Sur} = k_{Norte} \end{array}}$$

La velocidad promedio del viento en Rawson es 8.14 m/s² ⁸. La velocidad promedio de Diadema es 9.3 m/s² [10]. El factor de escala (λ) está relacionado con la velocidad promedio, por la tanto, el resultado obtenido es coherente.

⁸ Calculada mediante los datos estadísticos

5.1.4 Caracterización detallada de la velocidad del viento

Los resultados se obtienen mediante el programa “13.4 Caracterización detallada Vientos.py” del Anexo

En las secciones anteriores se determinó una caracterización anual de la velocidad del viento. Con el objetivo de aumentar la presión, se busca determinar diferentes caracterizaciones para distintos bloques mensuales y horarios en los que el comportamiento de la velocidad del viento sea similar. Con el fin de definir estos bloques se realiza el siguiente gráfico:

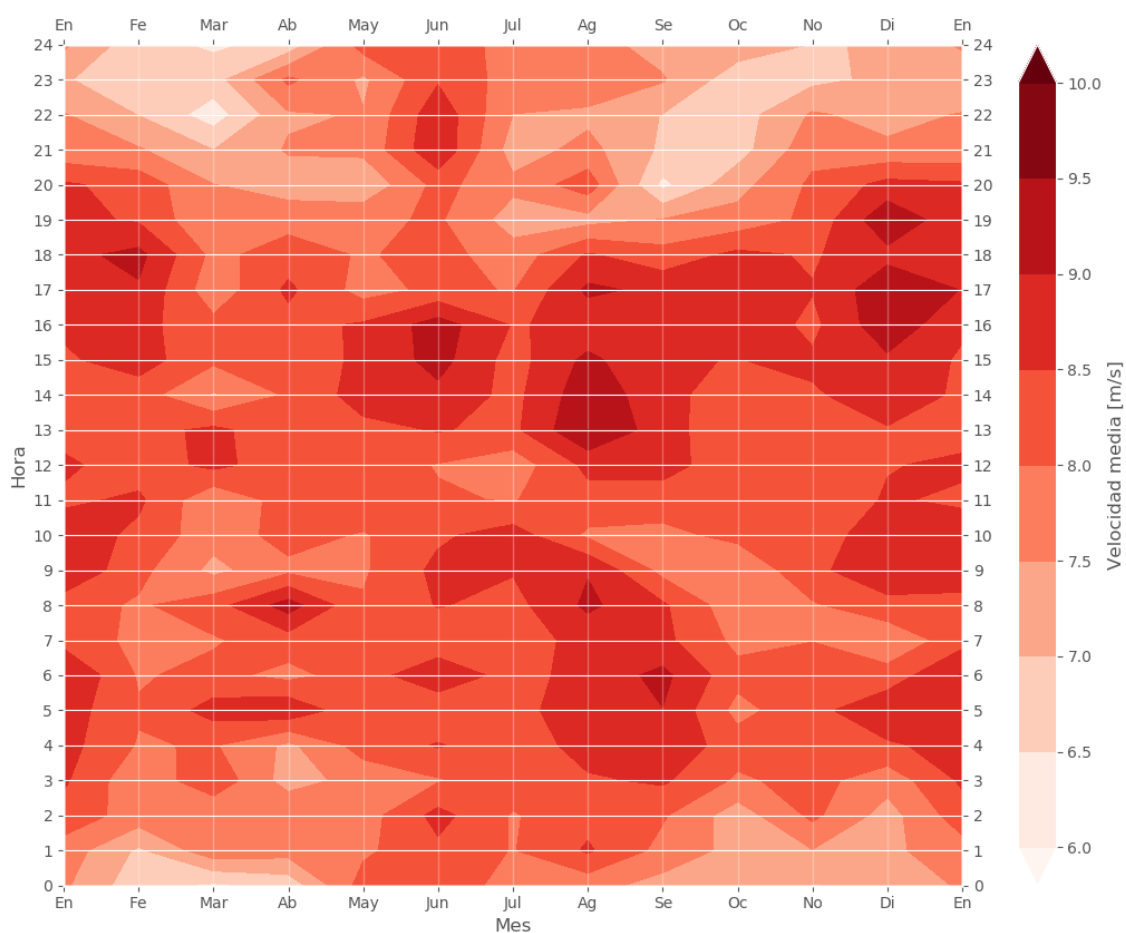


Figura 5-13: Velocidad media del viento en Rawson

En la Figura se observa la velocidad media del viento en Rawson para cada mes y cada hora del día, a través de un mapa de colores. En base al mismo se determinan los siguientes bloques:

Bloque Mensual	Meses
Bloque 0	No Di En
Bloque 1	Fe Mar Ab
Bloque 2	May Jun
Bloque 3	Jul Ag
Bloque 4	Se OC

Tabla 5-2: Bloques mensuales – Velocidad del viento

Bloque Horario	Horas
Bloque 0	20-2
Bloque 1	3-10
Bloque 2	11-19

Tabla 5-3: Bloques Horarios – Velocidad del viento

A continuación de se calculan los parámetros de las distribuciones de Weibull de la velocidad del viento en la zona norte para los 3 bloques horarios de cada uno de los 5 bloques mensuales:

B.Mensual	0		1		2		3		4	
B.Horario	k	λ	k	λ	k	λ	k	λ	k	λ
0	2.47	8.60	2.43	8.18	2.63	9.10	2.65	8.82	2.56	8.09
1	2.62	9.47	2.39	9.06	2.45	9.28	2.88	9.54	2.59	9.28
2	2.87	9.67	2.48	9.28	2.26	9.46	2.45	9.46	2.52	9.49
0	2.47	8.60	2.43	8.18	2.63	9.10	2.65	8.82	2.56	8.09

Tabla 5-4: Parámetros Distribución de Weibull – Zona norte

En la “Figura 5-14” se observa un ejemplo del histograma de la velocidad del viento junto a la distribución de Weibull que mejor aproxima para el Bloque mensual 0

Bloque Mensual 0

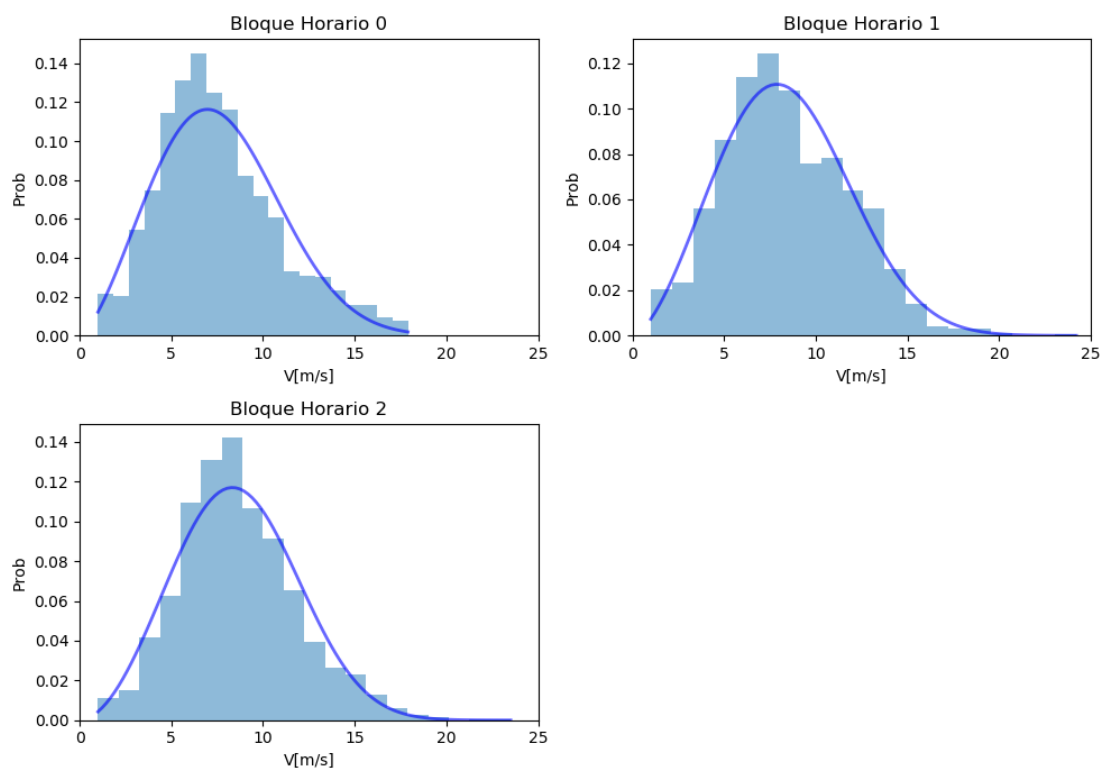


Figura 5-14: Distribución de Weibull – Zona norte

Al final de la sección “5.1.1 Correlación entre los parques”, se concluyó que:

$$\begin{aligned} \lambda_{Sur} &= \lambda_{Norte} \cdot 1,18 \\ k_{Sur} &= k_{Norte} \end{aligned}$$

Por lo que la caracterización de la velocidad del viento en la zona sur queda determinada por los siguientes parámetros de la distribución de Weibull:

B.Mensual	0		1		2		3		4	
B.Horario	k	λ	k	λ	k	λ	k	λ	k	λ
0	2.47	10.15	2.43	9.65	2.63	10.74	2.65	10.41	2.56	9.55
1	2.62	11.17	2.39	10.69	2.45	10.95	2.88	11.26	2.59	10.95
2	2.87	11.41	2.48	10.95	2.26	11.16	2.45	11.16	2.52	11.20

Tabla 5-5: Parámetros Distribución de Weibull – Zona sur

Finalmente, la velocidad del viento en las dos zonas queda caracterizada por los parámetros de la distribución de Weibull de la “Tabla 5-4” y la “Tabla 5-5”.

5.2 DEMANDA DEL SISTEMA PATAGÓNICO

En esta sección se caracteriza la demanda con el valor de la demanda media junto a la distribución normal de las diferencias de la demanda con respecto a la media.

Los resultados se obtienen mediante el programa “13.5 Caracterización Demanda.py” del Anexo

5.2.1 Demanda media

Al igual que con la velocidad del viento, se busca determinar diferentes caracterizaciones para distintos bloques mensuales y horarios en los que el comportamiento de la demanda media sea similar. Con el fin de definir estos bloques se realiza el siguiente gráfico:

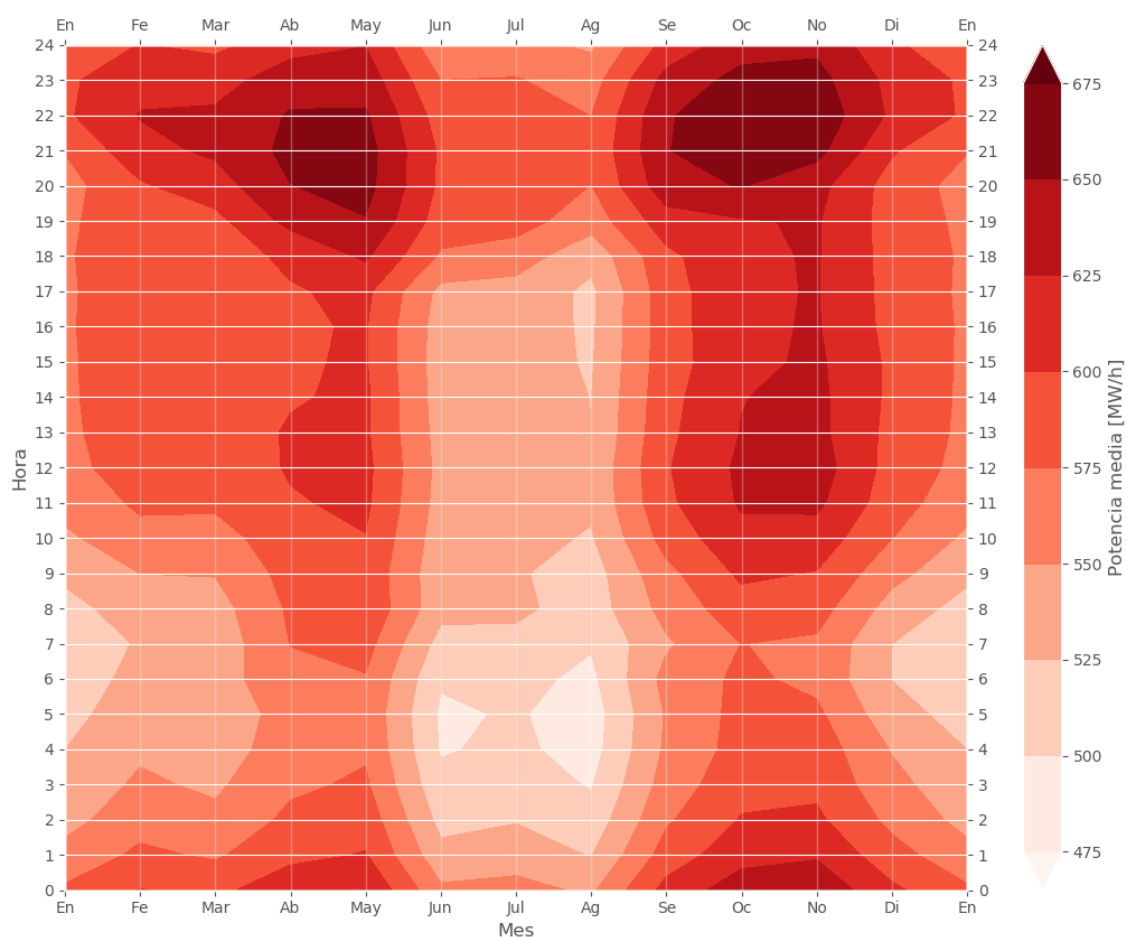


Figura 5-15: Demanda del sistema Patagónico

En la Figura se observa la demanda media del sistema patagónico para cada mes y cada hora del día, a través de un mapa de colores. En base al mismo se determinan los siguientes bloques:

Bloque Mensual	Meses
Bloque 0	Di En Fe
Bloque 1	Mar Ab May
Bloque 2	Jun Jul Ag
Bloque 3	Se Oc No

Tabla 5-6: Bloques mensuales - Demanda

Bloque Horario	Horas
Bloque 0	19-0
Bloque 1	1-8
Bloque 2	9-14
Bloque 3	15-18

Tabla 5-7: Bloques horarios - Demanda

Luego, se calculan las demandas medias para los 4 bloques horarios de cada uno de los 4 bloques mensuales

Bloque mensual	0	1	2	3
B.horario 0	597.0	633.0	577.0	644.0
B.horario 1	540.0	567.0	511.0	580.0
B.horario 2	573.0	591.0	533.0	612.0
B.horario 3	586.0	599.0	538.0	613.0

Tabla 5-8: Demandas medias

Esta misma información se refleja en la “Figura 5-16”:

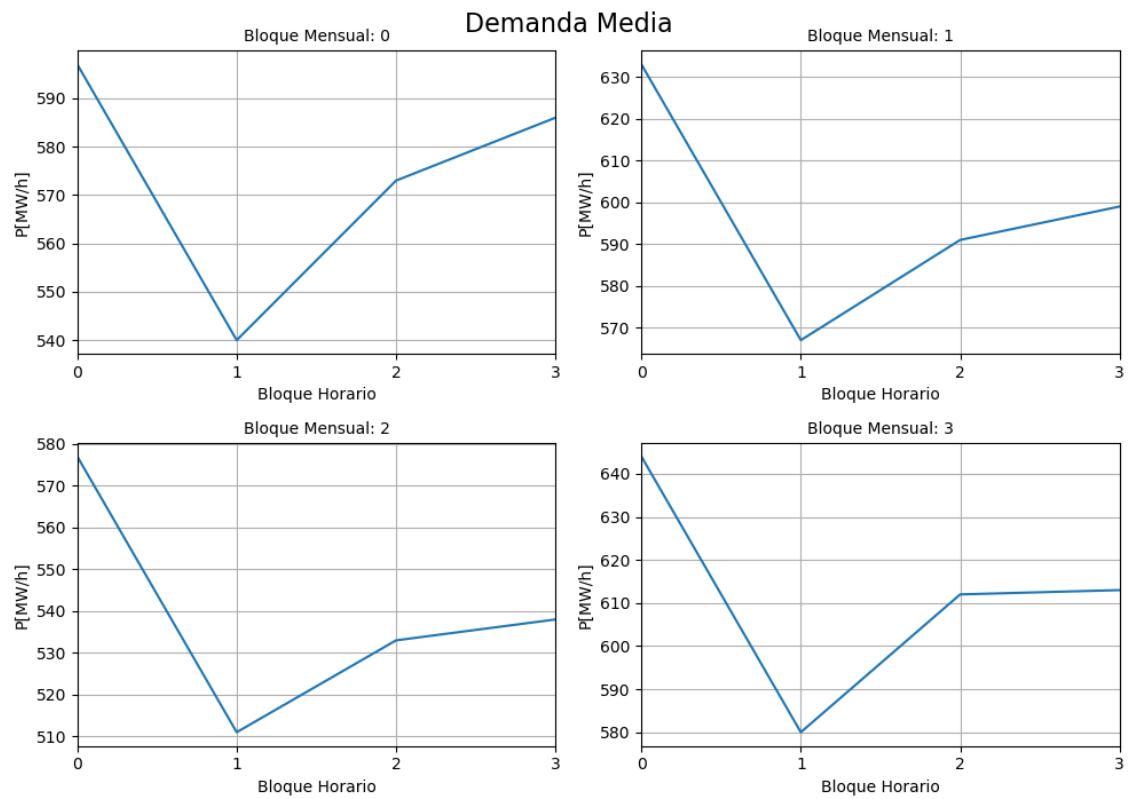


Figura 5-16: Gráfica demanda media

5.2.2 Diferencias de la demanda con respecto a la media

A continuación, se calculan los parámetros de la distribución normal de las diferencias de la demanda con respecto a la media, para los 4 bloques horarios de cada uno de los 4 bloques mensuales:

Bloque Mensual	0		1		2		3	
Bloque Horario	μ	σ	μ	σ	μ	σ	μ	σ
0	0.45	53.36	0.41	35.49	0.41	31.98	0.30	71.79
1	0.04	53.08	0.10	35.72	-0.50	29.10	0.32	71.63
2	-0.36	55.25	0.03	36.00	-0.38	35.29	-0.41	79.30
3	0.04	52.61	0.08	32.16	0.29	34.11	-0.31	74.68

Tabla 5-9: Distribución normal de las diferencias de la demanda con respecto a la media

En la siguiente Figura se observa un ejemplo del histograma de estas *diferencias* junto a la distribución normal que mejor las aproxima para el Bloque mensual 0:

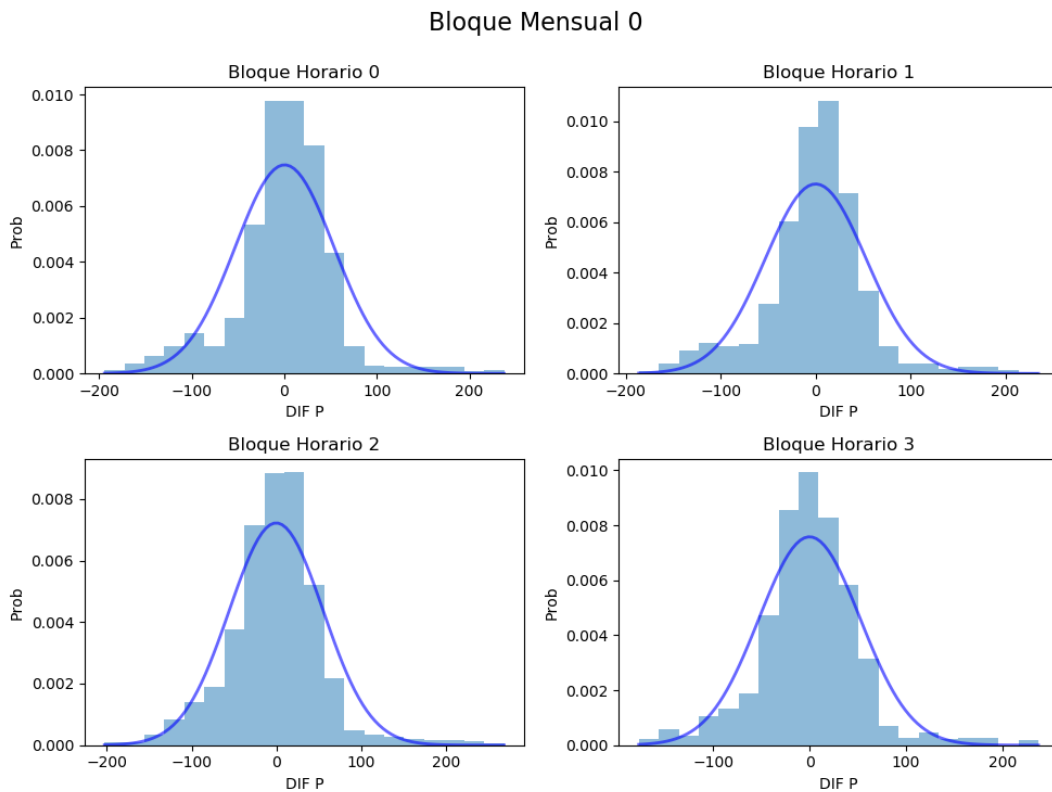


Figura 5-17: Distribución normal de las diferencias de la demanda con respecto a la media

Finalmente, la **demanda del sistema patagónico** queda caracterizada por el valor de la demanda media (“Tabla 5-8”) junto con la distribución normal de las diferencias de la demanda con respecto a la media (“Tabla 5-9”)

6 ESTUDIO DE CAPACIDAD REMANENTE DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

6.1.1 Análisis preliminar

En primera instancia se hará un cálculo sin usar el Método Monte Carlo. Se plantea un sistema simplificado formado por la línea Puerto Madryn - Choele Choel, la generación térmica (T), la generación hidráulica (H), la generación eólica (E) y la demanda (D) concentradas.

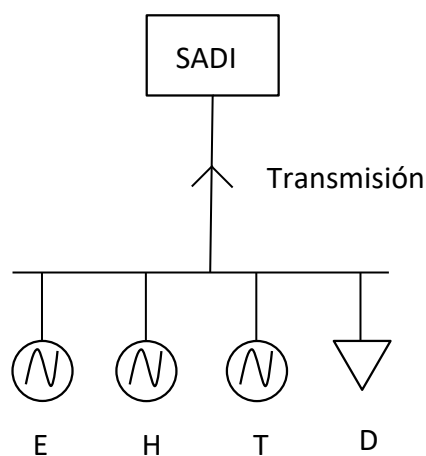


Figura 6-1: Modelo simplificado

Inicialmente se trabaja en un escenario puramente técnico y conservador:

- Generación térmica en su máximo técnico: 444 MW
- Generación Hidráulica a su factor de planta máximo permitido (0.61): $472 \times 0.61 + 47 \text{ MW (Ameghino)} = 335 \text{ MW}$
- Demanda igual a la mínima demanda calculada en “5.2.1 Demanda media”: 511MW

Como la máxima transmisión es 1000MW, la capacidad remanente que puede ser ocupada por potencia eólica se calcula como:

$$E = 1000 - T - H + D = 1000 - 444 - 335 + 511 = 732 \text{ MW}$$

Un escenario energético teniendo en cuenta valores mínimos y medios sería:

- Generación térmica en su mínimo técnico = 288
- Generación Hidráulica con su factor de planta promedio (0,55) ⁹ :
 $472 \times 0,55 = 260 \text{ MW} + 47 \text{ MW (Ameghino)} = 307 \text{ MW}$
- Demanda igual a la demanda media anual de los valores calculados en “5.2.1 Demanda media”: 580 MW

Como la máxima transmisión es 1000 MW, la capacidad remanente que puede ser ocupada por potencia eólica se calcula como:

$$E = 1000 - T - H + D = 1000 - 288 - 307 + 580 = 985 \text{ MW}$$

Si se considera un factor de planta eólico igual a 0,49¹⁰, la potencia eólica instalada asciende a:

$$E = \frac{985 \text{ MW}}{f.\text{planta}} = 2010 \text{ MW}$$

En base a estos resultados se tienen tres límites:

- *Límite 1:* 732 MW
- *Límite 2:* 2010 MW
- *Límite 3:* 985 MW

⁹ Definido en 4.1.4.1.2 Factor de planta

¹⁰ Valor promedio entre los factores de planta de Rawson y Diadema.

6.2 ARMADO DEL MODELO MOTE CARLO

6.2.1 Entradas

La primera entrada es la potencia eólica instalada en cada zona (Norte y Sur). Se considera que en la Zona Norte todos los generadores son iguales a los de Rawson (1.8 MW) y en la Zona sur iguales a los de Diadema (0.9 MW)

Luego se tienen dos tipos de entradas: las determinísticas y las estocásticas. Las determinísticas corresponden a los valores de potencia generada mediante la generación convencional. Dentro de ciertos márgenes previstos por la programación diaria, esta generación puede ser modulada (controlada por el operador) con el fin de mantener la transmisión de la línea Puerto Madryn - Choele Choel dentro de sus límites. En “4.1.4.3 Resumen Generación convencional” se establecieron los márgenes de modulación de la generación convencional.

Las entradas estocásticas son dos: La velocidad del viento en la Zona Norte y la Zona sur, y la demanda del Sistema Patagónico. La caracterización de la velocidad del viento se realizó en la sección “5.1 Velocidad del Viento”. En la misma se determinó, para cada Zona, las distribuciones de Weibull del viento. La demanda se caracterizó en la sección “5.2 Demanda” por el valor de la demanda media junto con la distribución normal de las diferencias de la demanda con respecto a la media.

6.2.2 Salida del modelo Monte Carlo

El modelo obtiene valores probables de la generación eólica y de la demanda para una determinada potencia eólica instalada, una hora y un mes:

$$Gen_{Eólica} = P(\text{Viento Norte}) \cdot N^{\circ} GN + P(\text{Viento Sur}) \cdot N^{\circ} G$$

Donde,

Viento Norte es un valor aleatorio de la velocidad del viento en la zona norte para un determinado bloque mensual y horario.

Viento Sur es un valor aleatorio de la velocidad del viento en la zona sur para un determinado bloque mensual y horario.

$P(\)$ es la función que determina la potencia generada en función del viento¹¹

$N^{\circ} GN$ y $N^{\circ} GS$ número de generadores en cada zona.¹²

$$Demanda = Demamanda_{media} + Variación$$

Donde,

¹¹ Para la zona norte corresponde al Aerogenerador *Vesta V90* de 1.8 MW y para la zona sur al aerogenerador *ENERCON E-44* de 900 KW

¹² Se calcula en base a la potencia eólica instalada en cada zona.

$Demamanda_{media}$ es la demanda media para un determinado bloque mensual y horario.

Variación es un valor aleatorio de la variación de la demanda con respecto a la media para un determinado bloque mensual y horario.

Luego calcula la “*Transmisión Inicial*” por la línea Puerto Madryn - Choele Choel como:

$$Transmisión_{inicial} = Gen_{Eólica} + G_{convencional} - Demanda$$

Donde,

$G_{convencional}$ es la suma de los valores normales de la generación convencional (Futaleufú, Ameghino, Rio Turbio, CT Patagonia, Los Perales, Comodoro Rivadavia, Pico Truncado,)

En caso de que la *transmisión inicial* supere los 1000MW o sea inferior a -450MW¹³, modula la generación térmica y luego Futaleufú, dentro de los márgenes permitidos, con el fin de que la transmisión quede dentro de sus límites. De esta forma se obtiene la “*Transmisión modulada*”.

En el caso de que *Transmisión modulada* continúe siendo mayor a 1000MW, el excedente se considera como “*Energía eólica vertida*” y se fija la “*Transmisión final*” en 1000 MW. En caso contrario, la *Transmisión final* es igual a la *Transmisión modulada*.

Si la *Transmisión modulada* es menor a -450MW, el excedente de energía importada se considera como “*Energía de Corte de Carga*” y se fija la “*Transmisión final*” en -450 MW. En caso contrario, la *Transmisión final* es igual a la *Transmisión modulada*.

En la “Figura 6-2” se esquematiza el “Proceso” mencionado anteriormente.

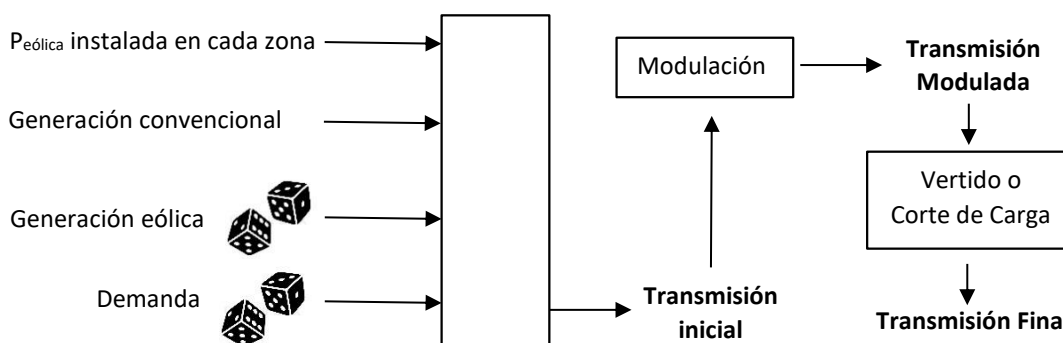


Figura 6-2: Proceso

¹³ Límites de transmisión.

Este “Proceso” se realiza N veces siguiendo el siguiente esquema:

Para cada Mes (12):

Para cada Hora (24):

Para h desde 0 a N:

“Proceso”

Donde N es la cantidad de veces que se repite el “proceso” para cada una de las 24 horas representativas de los 12 meses.

Todos los valores obtenidos son guardados, de esta forma se obtiene un registro importante de valores probables de la transmisión. Esto se repite para distintos valores de Potencia eólica instalada.

6.2.3 Resultados aleatorios

En “5.1 Velocidad del Viento” y en “5.2 Demanda” se obtuvieron las funciones densidad de probabilidad que caracterizan el comportamiento de la velocidad del viento y de la demanda. Estas funciones permiten obtener valores aleatorios de estas dos variables en base a su comportamiento estadístico, lo que serían “resultados probables”. Se llama a la generación de resultados probables como “tirar los dados”. Haciendo referencia al azar, pero en este caso, se “tiran los dados” sobre una curva determinada de probabilidad.

Como este proceso es realizado por una computadora, lo que se obtiene es un resultado pseudo-aleatorio. El mismo es un número generado en un proceso que parece producir números al azar, pero no lo hace realmente, ya que su generación parte de un algoritmo determinístico, lo cual indica que se obtendrán siempre los mismos resultados bajo las mismas condiciones iniciales. Estas condiciones se refieren a varios parámetros, generalmente conocidos como *semilla*.

Obtener un solo resultado probable no indica nada. La potencia de este método radica en la generación de un gran pool de resultados aleatorios, tirar los dados cientos de veces¹⁴. Este pool de datos, en su conjunto, es un reflejo de los valores estadísticos con los que se confeccionaron las funciones densidad de probabilidad y por lo tanto sirve para analizar y estimar que ocurriría en la realidad. Este proceso es el que se conoce como el método de Monte Carlo.

En el lenguaje Python existen librerías con funciones que generar un valor pseudo-aleatorio en base a los parámetros de una determinada función densidad de probabilidad. Estas funciones son muy sencillas de implementar por lo que la generación de resultados pseudo-aleatorios no presenta ningún desafío en este proyecto.

¹⁴ A mayor cantidad de veces, mayor será la precisión y el costo computacional asociado.

6.2.4 Cantidad de valores aleatorios

Los resultados se obtienen mediante el programa “13.6 Error en la resolucion.py” del Anexo

Cuanto más veces se tiren los dados, mayor será la precisión del pool de datos obtenidos. Sin embargo, también será mayor el costo computacional. Con el objetivo de determinar una cantidad de veces apropiada, se realizan las siguientes pruebas en las cuales “h” representa esta cantidad (h=[10,100,300,500,1000]).

Se toma la siguiente distribución normal:

μ	σ
10	10

A través de esta distribución se obtiene una cantidad “h” de valores aleatorios. A este pool de resultados se le calcula la media y la desviación estándar.

Luego se calcula el error relativo absoluto entre los parámetros de la distribución normal, y el valor de la media y la desviación estándar obtenidos:

$$\varepsilon_{\mu} = \frac{\text{abs}(\mu - k_{\text{random}})}{\mu} \cdot 100$$

$$\varepsilon_{\sigma} = \frac{\text{abs}(\sigma - \sigma_{\text{random}})}{\sigma} \cdot 100$$

Luego se repite este proceso 200 veces y se calcula un valor promedio para cada error. Esto se realiza para cada valor de h.

h	Error μ [%]	Error σ [%]
10	25.422874	20.477114
100	8.611600	5.900539
300	4.015816	3.338909
500	3.651202	2.478965
1000	2.329071	1.805627

Tabla 6-1: Errores

Para h=300 el error en ambos parámetros es inferior al 5%.

Simplemente como análisis gráfico, se toma la distribución de Weibull con los siguientes parámetros:

k	λ
2.52	9

A través de esta distribución se obtiene una cantidad “h” de valores aleatorios. Cada uno de los pools de datos obtenidos se utiliza para graficar su histograma, de forma superpuesta se grafica la distribución de Weibull inicial. Los resultados son los siguientes:

Histogramas vs Distribución de Weibull

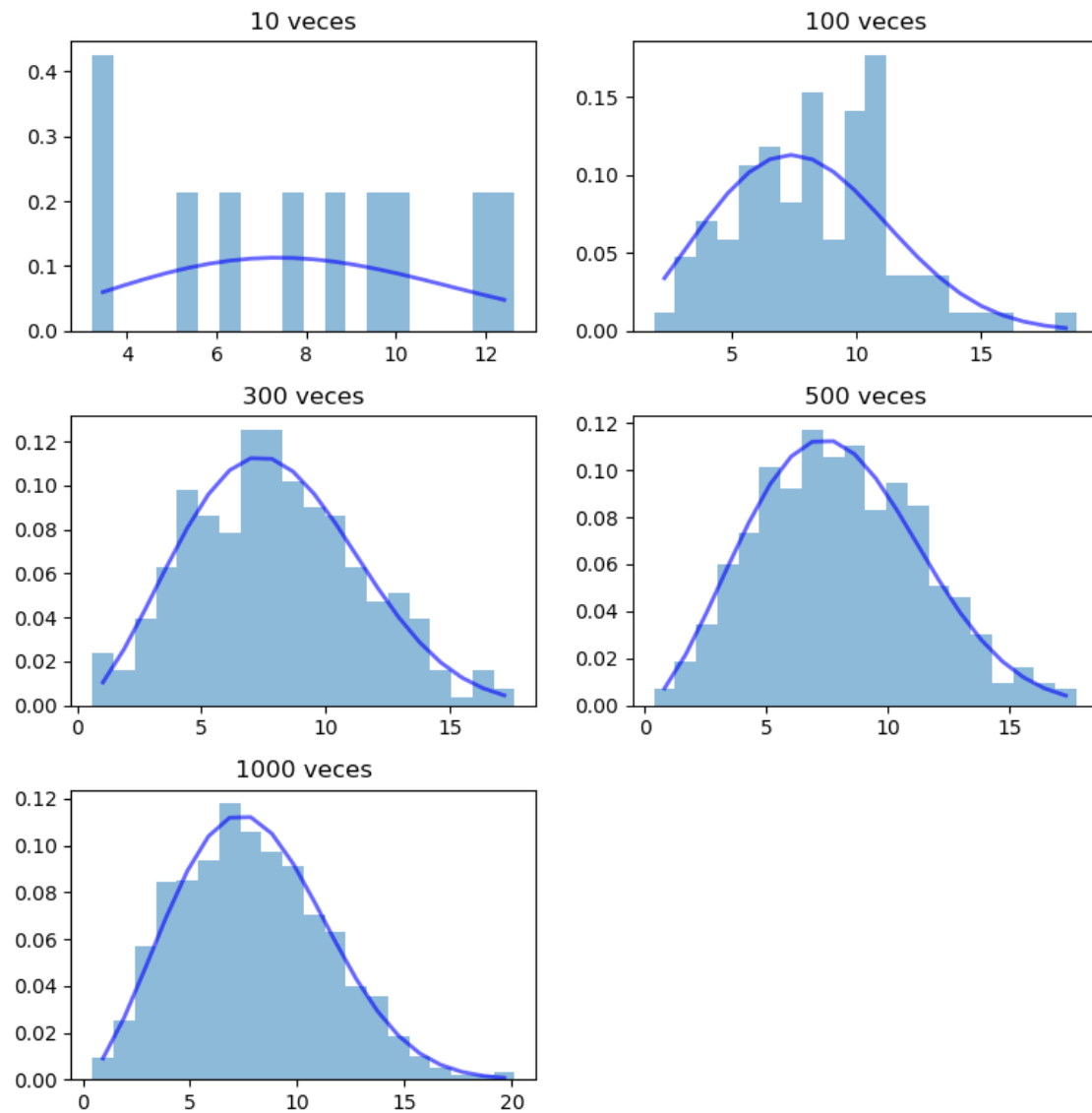


Figura 6-3: Histogramas vs distribución de Weibull

Por lo tanto, se resuelve *tirar los dados* 300 veces para cada una de las 24 horas representativas de los 12 meses. Esto implica que, una vez fijada una potencia eólica instalada, se obtienen $300 \times 24 \times 12 = 86400$ valores probables de la transferencia por la línea Puerto Madryn - Choele Choel a lo largo de un año. Este es el pool de datos que será analizado posteriormente.

6.2.5 Diagrama de flujo

A continuación, se observa el diagrama de flujo del programa “13.7 Transferencia.py”, que es el que genera el pool de datos aleatorios:

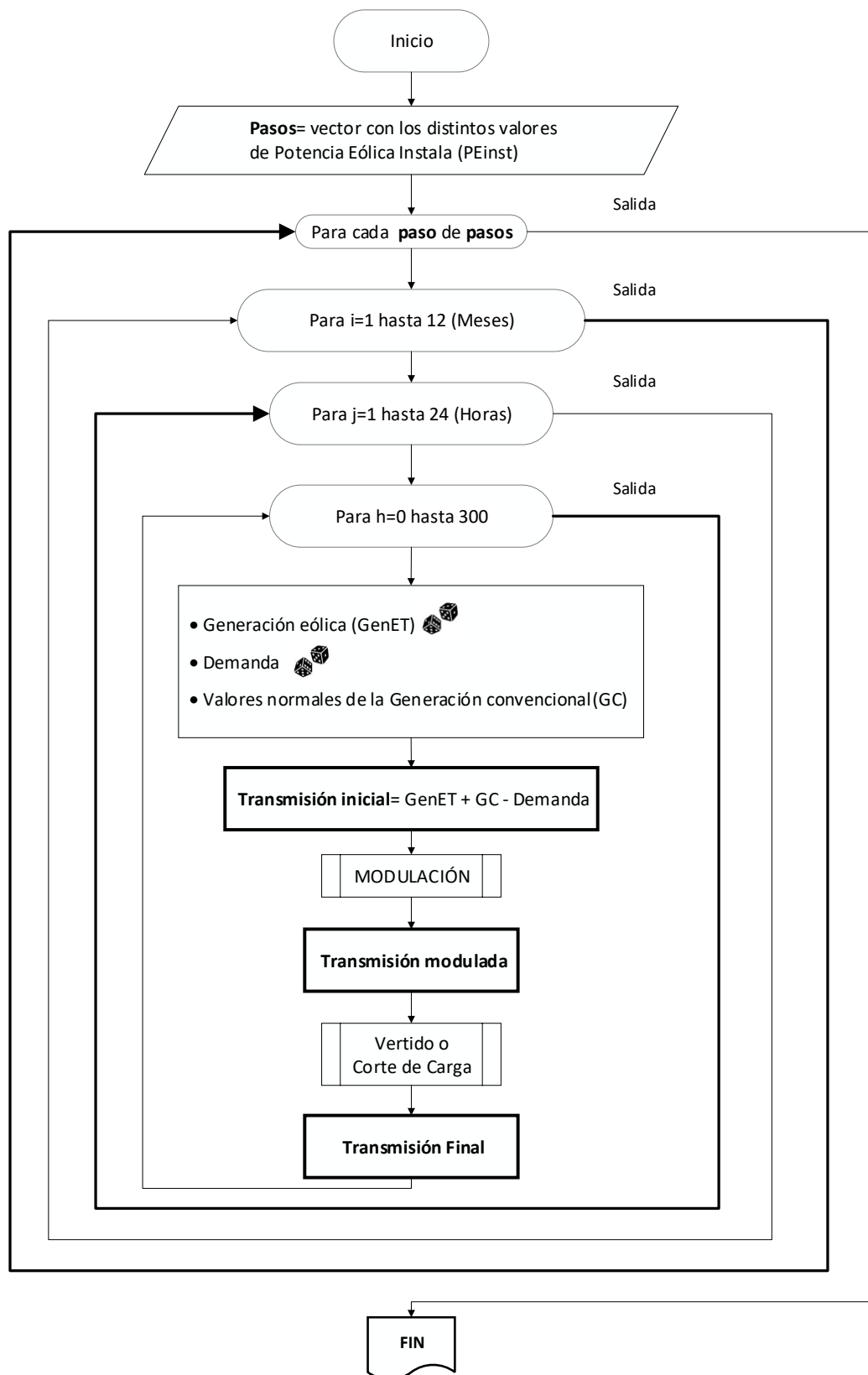


Figura 6-4: Diagrama de Flujo- Transferencia.py

Modulación

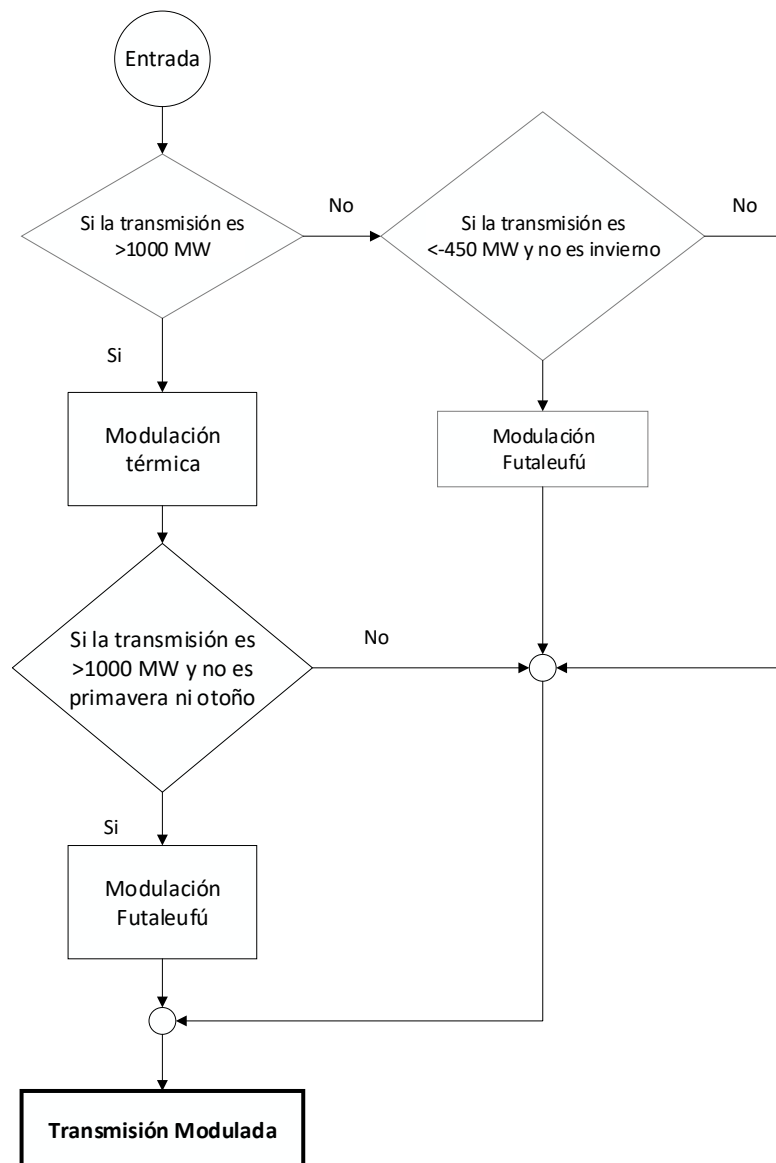
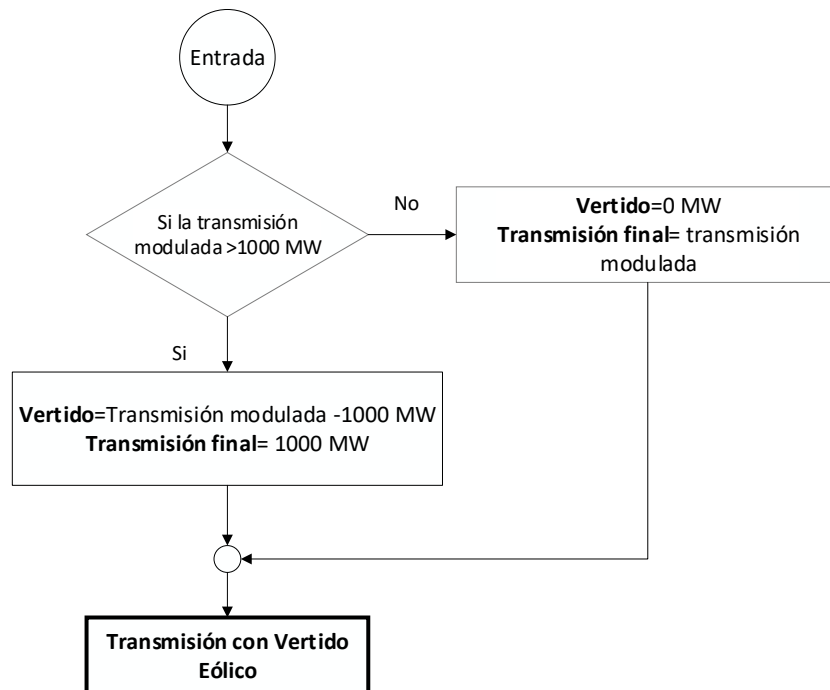


Figura 6-5: Modulación

Vertido



Corte de Carga

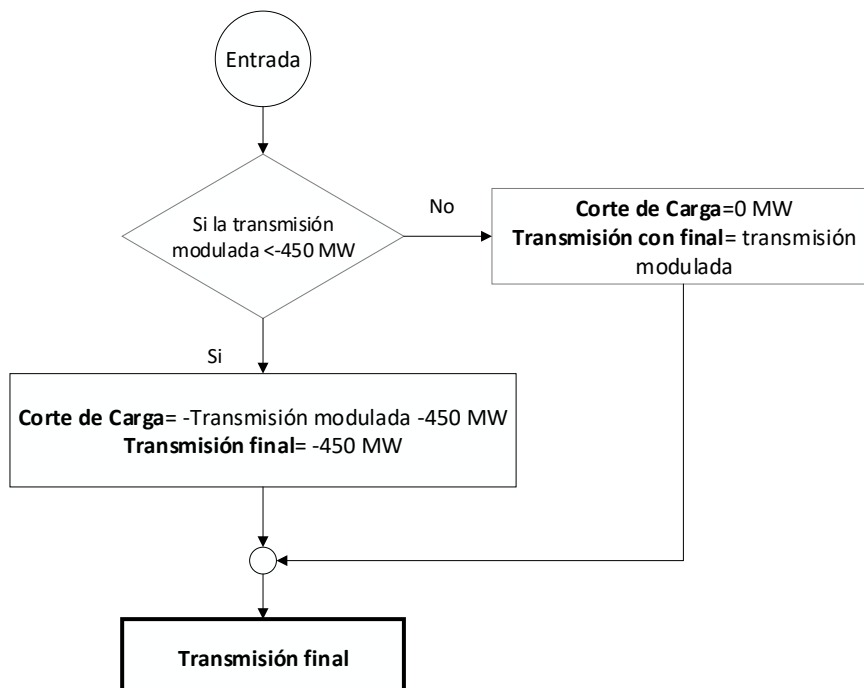


Figura 6-6: Vertido y Corte de Carga

6.2.6 Procesamiento de los resultados del modelo Monte Carlo

A través del programa “13.7 Transferencia.py”, para cada potencia eólica instalada, se obtienen 300 resultados probables de la transmisión para cada hora representativa de cada uno de los 12 meses. En total, 86.400 resultados (12(meses)x24(horas)x300).

A su vez, en cada “tirada de dados” se obtienen los valores de la energía eólica generada, de la energía térmica generada, de la generación de Futaleufú, de la energía eólica vertida y de la energía de corte de carga. Mediante el programa “13.8 Análisis de resultados.py” se procesan estos pools de datos y se obtiene una tabla de valores medios anuales:

PEinst	Fu	FPE	PEmed	FPT	FPfuta	PEV	PCC
--------	----	-----	-------	-----	--------	-----	-----

Donde,

- **PEinst:** Potencia eólica total instalada en MW.
- **Fu:** Factor de utilización de la línea Puerto Madryn - Choele Choel

$$F_U = \frac{\sum Transmisión_i}{N \cdot 1000 \text{ MW}}$$

Donde:

$Transmisión_i$ es el i-ésimo valor de *transmisión final* calculado

1000 MW es el límite máximo de exportación.

N es la cantidad de valores de transmisión obtenidos

- **FPE:** Factor de planta Eólico. Tiene en cuenta el vertimiento eólico.

$$FPE_{teor} = \frac{\sum Gen Eólica_i}{N \cdot PEinst}$$

Donde:

$\sum Gen Eólica_i$: es el i-ésimo valor de generación eólica total descontando el vertido eólico.

PEinst: Potencia eólica total instalada

N es la cantidad de valores de transmisión obtenidos

- **PEmed:** Potencia eólica media en MW

- **FPT:** Factor de planta Térmico.

$$FP_T = \frac{\sum Gen\ Térmica_i}{N \cdot 444}$$

Donde:

$\sum Gen\ Térmica_i$ es el i-ésimo valor de generación térmica total (Los perales+ Comodoro Rivadavia + Pico Truncado + CT Patagonia +Rio Turbio). Tiene en cuenta la modulación térmica.

444: Potencia térmica total instalada

N es la cantidad de valores de transmisión obtenidos

- **FP_{Futa}:** Factor de planta de Futaleufú

$$FP_{Futa} = \frac{\sum Gen\ Futaleufu_i}{N \cdot 472}$$

Donde:

$\sum Gen\ Futaleufu_i$ es el i-ésimo valor de generación de Futaleufú. Tiene en cuenta la modulación de Futaleufú

472: Potencia instalada de Futaleufú

N es la cantidad de valores de transmisión obtenidos

- **PEV:** Potencia media eólica vertida en MW

$$PEV = \frac{\sum Energía\ eólica\ vertida_i}{N}$$

Donde:

$\sum Energía\ eólica\ vertida_i$ es el i-ésimo valor de energía eólica vertida.

N es la cantidad de valores de transmisión obtenidos

- **PCC:** Potencia media de Corte de Carga en MW

$$PCC = \frac{\sum Energía\ de\ corte\ de\ carga_i}{N}$$

Donde:

$\sum Energía\ de\ corte\ de\ carga_i$ es el i-ésimo valor de la energía de corte de carga.

N es la cantidad de valores de transmisión obtenidos

Si bien estos resultados se expresan en forma de potencia media, no se deben interpretar como el valor más probable que se espera a cada instante, sino como un promedio de lo que ocurre en un año. Por ejemplo, al multiplicar la Potencia Eólica media Vertida (PEV) por la cantidad de horas del año se obtiene la Energía Eólica no suministrada. Este es el valor promedio que se espera a lo largo de los años. En “12Anexo: vertido eólico” se detalla e interprete el resultado de la potencia eólica media vertida (PEV)

La decisión de expresar los resultados en forma de potencia busca encontrar un número más pequeño que sea fácilmente comparable con la potencia eólica instalada.

6.3 ESTUDIO MONTE CARLO: CASO BASE

Como primer análisis se plantea un caso base en el que se aumenta de forma idéntica la potencia eólica instalada en ambas zonas (Norte y sur).

Los valores obtenidos con el programa “13.7 Transferencia.py” están guardados en el archivo “Iguales.pkl”

Los resultados obtenidos al correr el programa “13.8 Análisis de resultados.py” son los siguientes:

PEinst	Fu	FPE	PEmed	FPT	FPfuta	PEV	PCC	
0	0.2	0	0	1	0.61	0	0	
100	0.25	0.49	49	1	0.61	0	0	
200	0.3	0.49	98	1	0.61	0	0	
300	0.35	0.49	148	1	0.61	0	0	
400	0.4	0.49	197	1	0.61	0	0	
500	0.45	0.49	247	1	0.61	0	0	
600	0.5	0.49	296	1	0.61	0	0	
650	0.52	0.49	319	1	0.61	0	0	
700	0.55	0.49	345	0.99	0.61	0	0	
750	0.57	0.49	370	0.99	0.61	0	0	Límite 1
800	0.59	0.49	394	0.99	0.61	0	0	
850	0.61	0.49	418	0.98	0.61	0	0	
900	0.63	0.49	443	0.97	0.61	1	0	
950	0.65	0.49	467	0.97	0.61	2	0	
1000	0.67	0.49	491	0.96	0.6	3	0	
1050	0.69	0.49	512	0.95	0.6	6	0	
1100	0.7	0.48	532	0.94	0.6	9	0	
1150	0.72	0.48	552	0.93	0.6	13	0	
1200	0.73	0.48	573	0.92	0.59	19	0	
1250	0.74	0.47	589	0.91	0.59	25	0	
1300	0.76	0.47	610	0.9	0.59	33	0	
1350	0.77	0.46	625	0.89	0.59	40	0	
1400	0.78	0.46	642	0.88	0.58	49	0	
1600	0.81	0.44	696	0.85	0.57	93	0	
1800	0.84	0.41	740	0.82	0.57	147	0	
2000	0.86	0.39	773	0.8	0.56	213	0	Límite 2
2200	0.87	0.36	798	0.78	0.56	286	0	
2400	0.89	0.34	819	0.76	0.55	364	0	
2600	0.9	0.32	835	0.75	0.55	446	0	
2800	0.91	0.3	848	0.74	0.55	531	0	
10000	0.98	0.1	956	0.67	0.53	3991	0	
100000	0.99	0.01	985	0.65	0.53	48472	0	

Tabla 6-2: Resultados – Caso Base

Estos mismos resultados se observan en las siguiente Figuras:

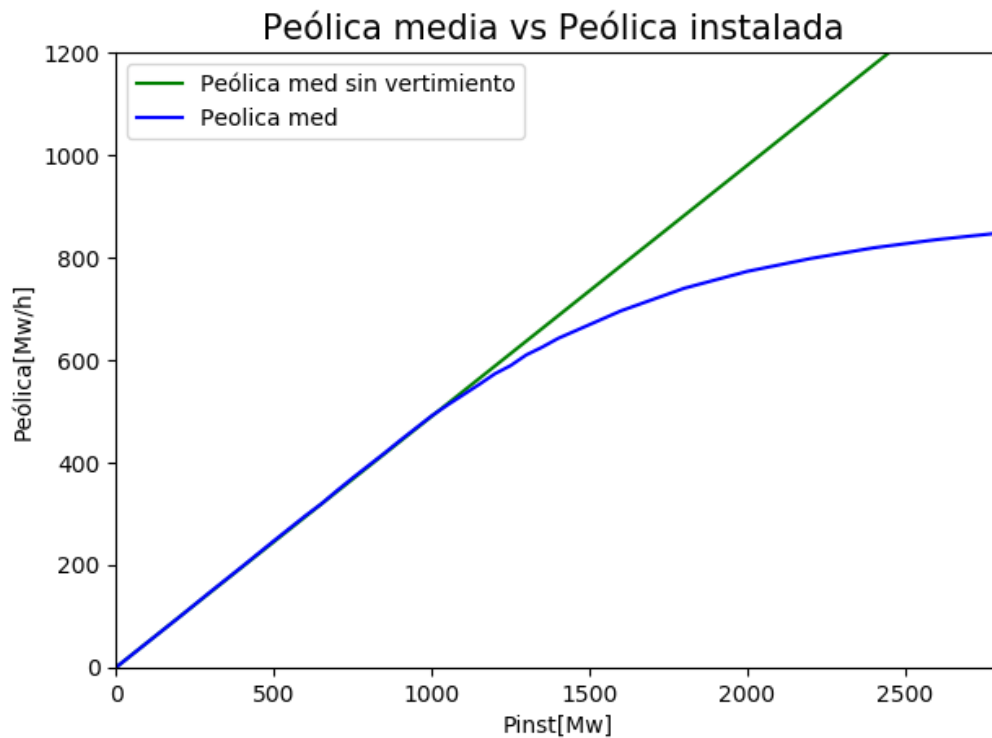


Figura 6-7: Potencia media – Caso Base

Para valores extremos de potencia instalada, la gráfica es la siguiente:

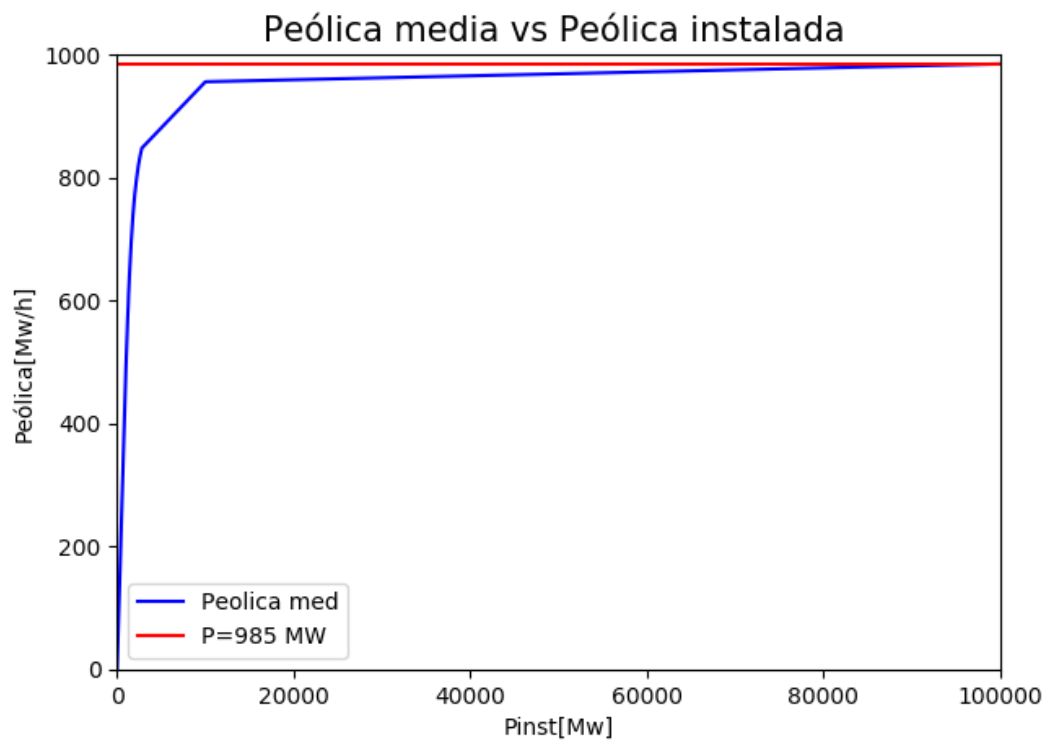


Figura 6-8: Valor extremo de potencia media – Caso Base

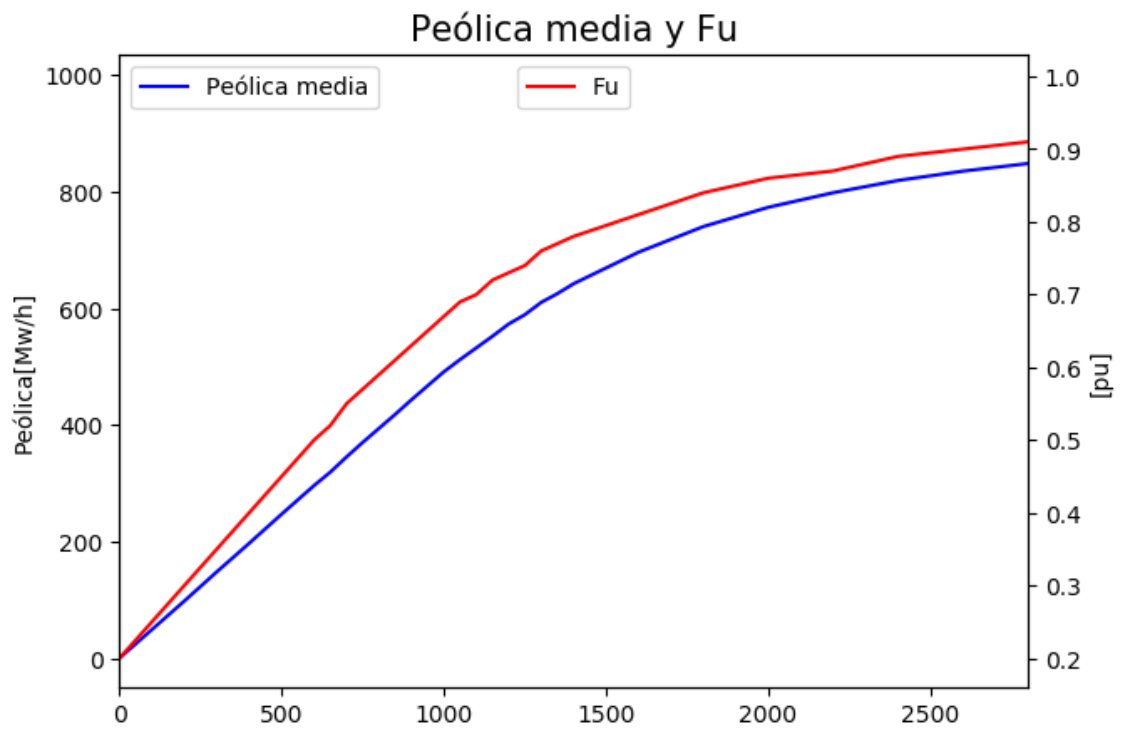


Figura 6-9: Factor de utilización – Caso Base

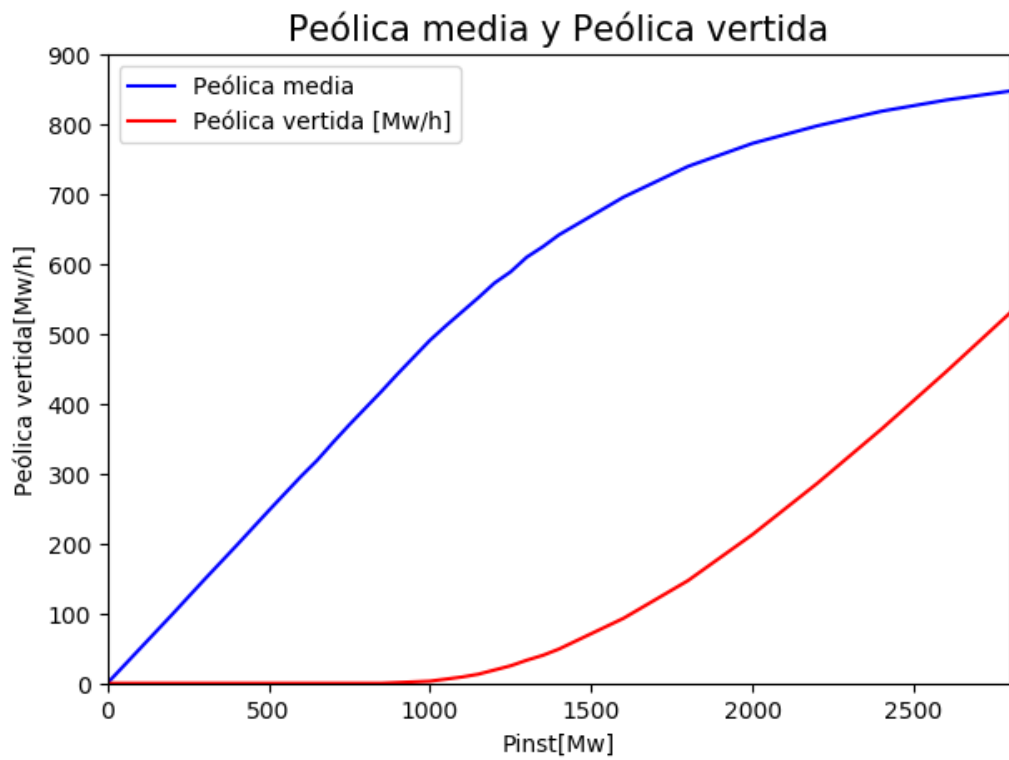


Figura 6-10: Potencia eólica vertida – Caso Base

A continuación, se observan los histogramas de probabilidad acumulada de la potencia transmitida por la línea para distintos valores de potencia instalada:

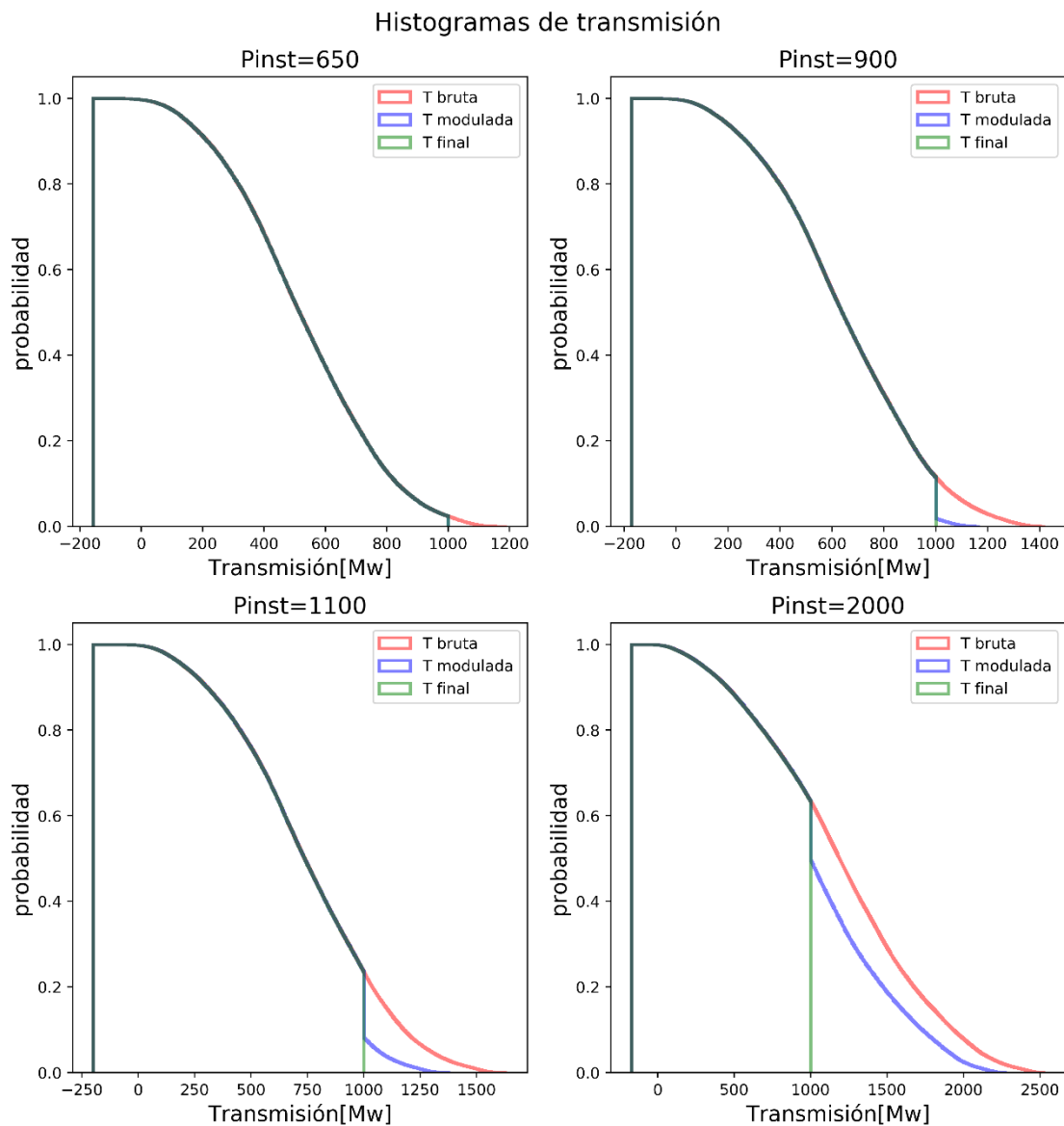


Figura 6-11: Histogramas de probabilidad acumulada de transmisión – Caso Base

6.3.1 Análisis de los resultados

A medida que se aumenta la potencia eólica instalada, lo hace también la potencia media de forma lineal. Sin embargo, al superar aproximadamente los 900 MW de penetración eólica, existe un *punto de inflexión* en el que se pierde esta relación lineal y el aumento de potencia media es progresivamente menor (“Figura 6-7”). Se llamará a este punto como *punto de inflexión Monte Carlo*.

Este cambio en la potencia media se debe a que los valores de transmisión obtenidos comienzan a superar el límite de exportación del vínculo (1000 MW) y la energía eólica que no se puede exportar debe ser vertida (“Figura 6-10”). En la “Figura 6-11” se observan los histogramas de probabilidad acumulada de las transmisiones para distintos valores de potencia instalada, los mismos indican la probabilidad de que la transmisión sea mayor al valor de la abscisa. En estas gráficas, la energía eólica vertida está representada por el área entre el histograma de la Transmisión final y la modulada.

Este aumento de la energía eólica vertida implica una reducción de los factores de planta eólicos. Sin embargo, al aumentar la potencia instalada, mejora el aprovechamiento del vínculo (“Figura 6-9”).

En “6.1.1 Análisis preliminar” se definieron 3 Límites. Por debajo del Límite 1 no hay vertido eólico y para valores de potencia instalada iguales al Límite 2 (2010 MW), la potencia eólica vertida (213 MW) representa un 27% de la potencia media eólica (773 MW). En la “Figura 6-8” se observa que para niveles extremos de penetración eólica (sólo comprobables a través de la simulación), la potencia media alcanza un límite sistémico de 985 MW. Este valor es idéntico al Límite 3 (985 MW).

6.3.2 Análisis horario

Este modelo también permite obtener información horaria. Se dividen los resultados en 4 estaciones:

Verano: diciembre, enero y febrero

Otoño: marzo, abril y mayo

Invierno: junio, julio y agosto

Primavera: septiembre, octubre y noviembre.

Ahora, a modo de ejemplo, para una potencia instalada de 1100 MW se obtiene el histograma de la “transmisión final” para la Hora 1 de la estación Otoño:

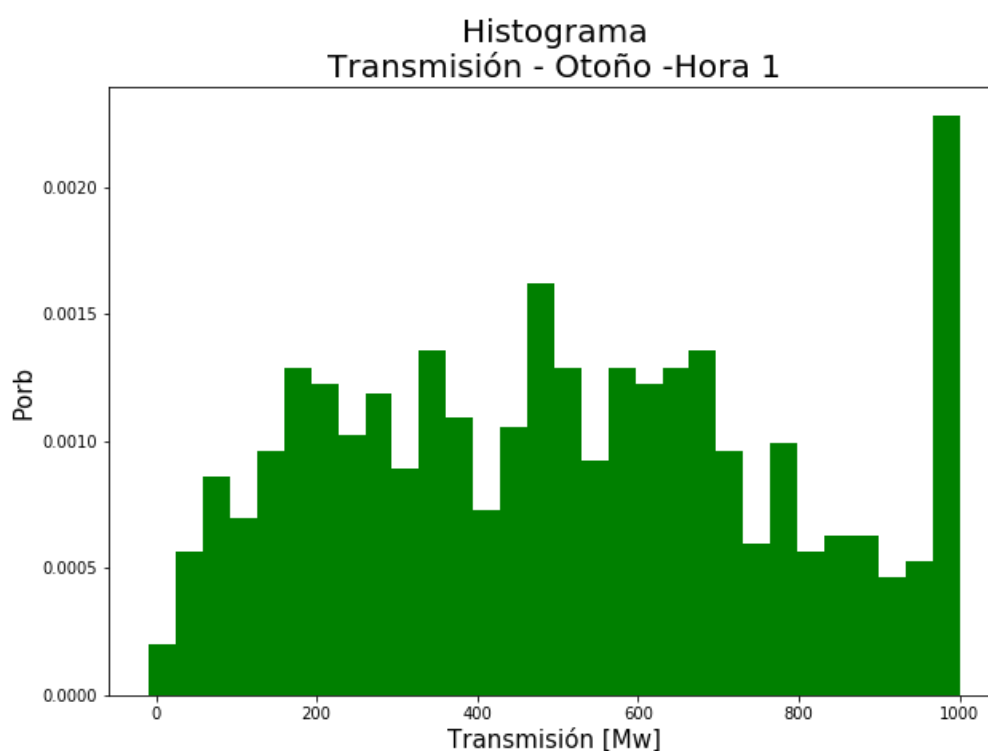


Figura 6-12: Histograma - Transmisión

El histograma de probabilidad acumulada es el siguiente:

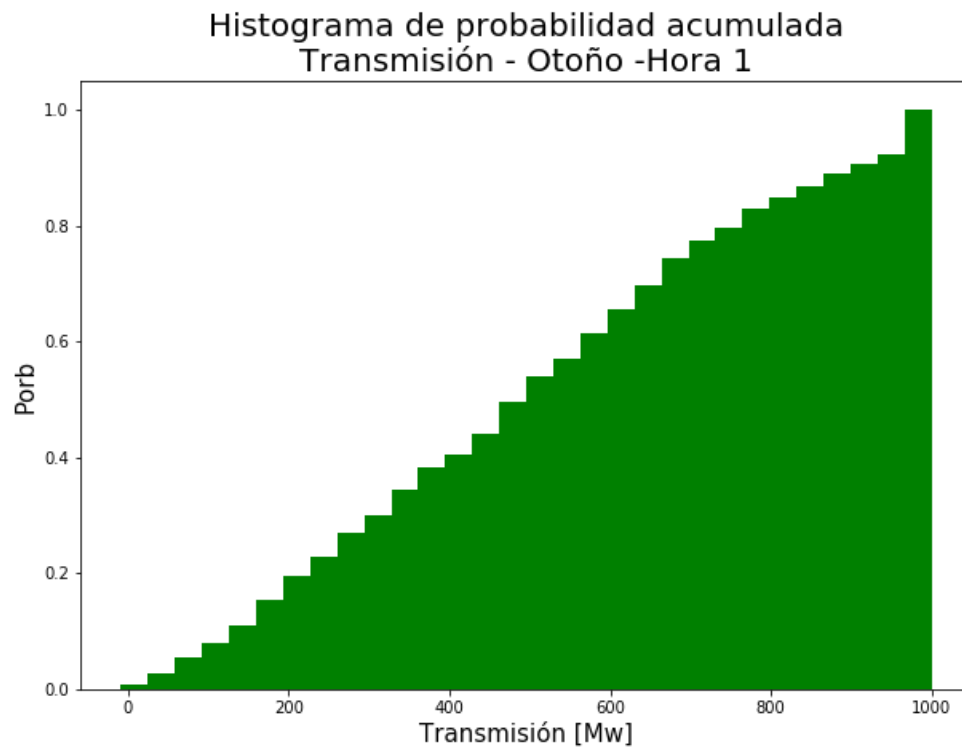


Figura 6-13: Histograma de probabilidad acumulada - Transmisión

Del pool de datos con los que se confeccionó estos histogramas se obtienen las siguientes variables:

Media: 509 MW

Desvío estándar: 273 MW

Valor mínimo: -8.5 MW

Percentil 25%: 279 MW

Percentil 50%: 498 MW

Percentil 75%: 706 MW

Valor máximo: 1000 MW

Con estos valores se puede construir un diagrama de cajas y bigotes, que expresa las siguientes variables:

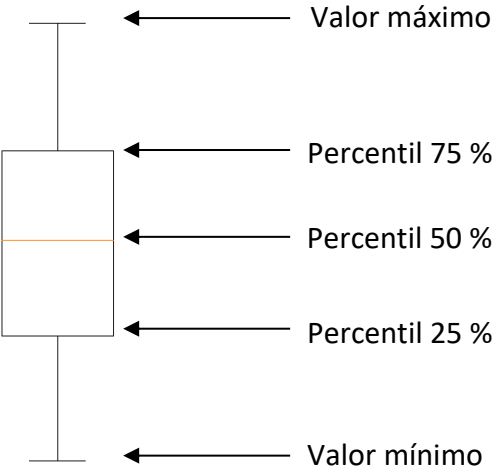


Figura 6-14: Diagrama de Cajas y Bigotes

A modo de ejemplo, el diagrama de cajas y bigotes del histograma de la “Figura 6-12” es el siguiente:

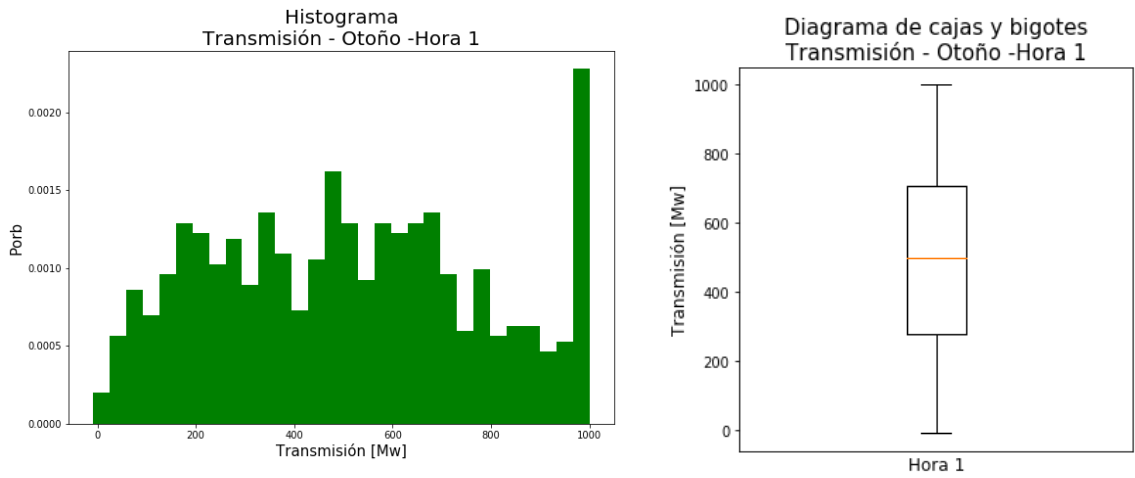


Figura 6-15: Histograma + Diagrama de cajas y bigotes - Transmisión

Si se aumenta la potencia eólica instalada de 1600 MW, se pueden observar las mismas gráficas para la hora 6 de la estación invierno:

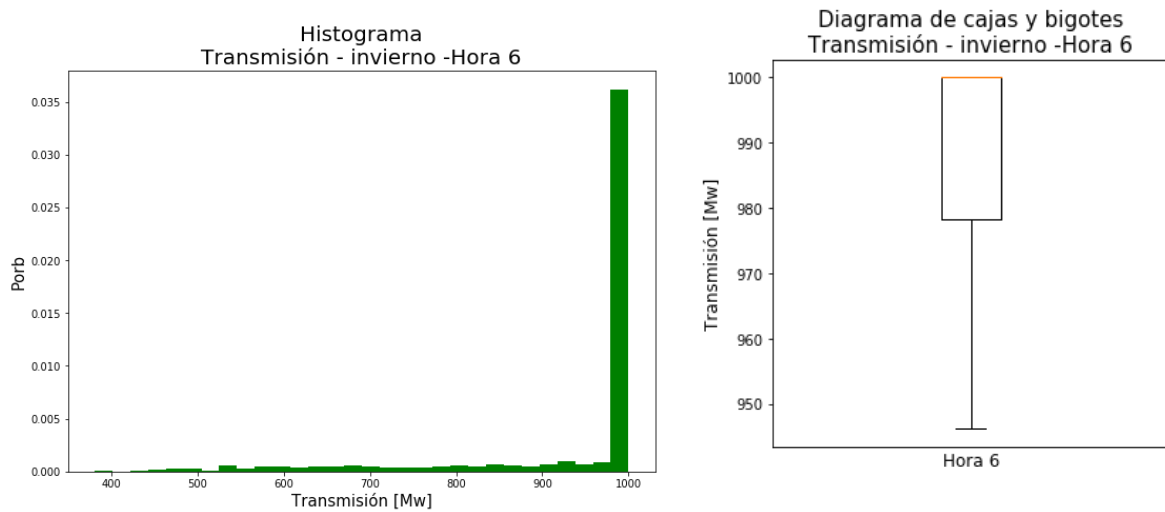


Figura 6-16: Histograma + Diagrama de cajas y bigotes – Transmisión – 1600MW

En este caso, al aumentar la potencia instalada, la transmisión se “estrella” contra el límite de transmisión de 1000 MW. La mediana y el valor máximo coinciden en 1000 MW.

Continuando con una potencia instalada igual a 1100 MW se realizan los siguientes diagramas, para cada una de las 4 estaciones:

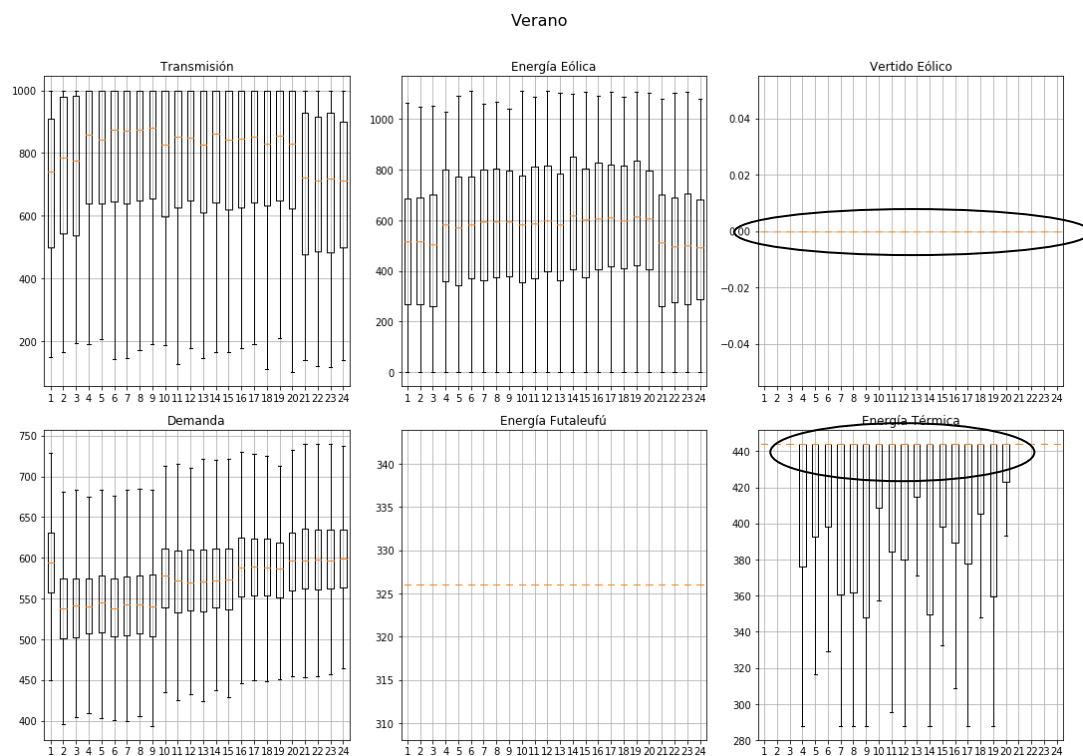


Figura 6-17: Diagrama de cajas y bigotes – Verano -1100 MW

Para esta potencia instalada, la modulación térmica evita el vertido eólico.

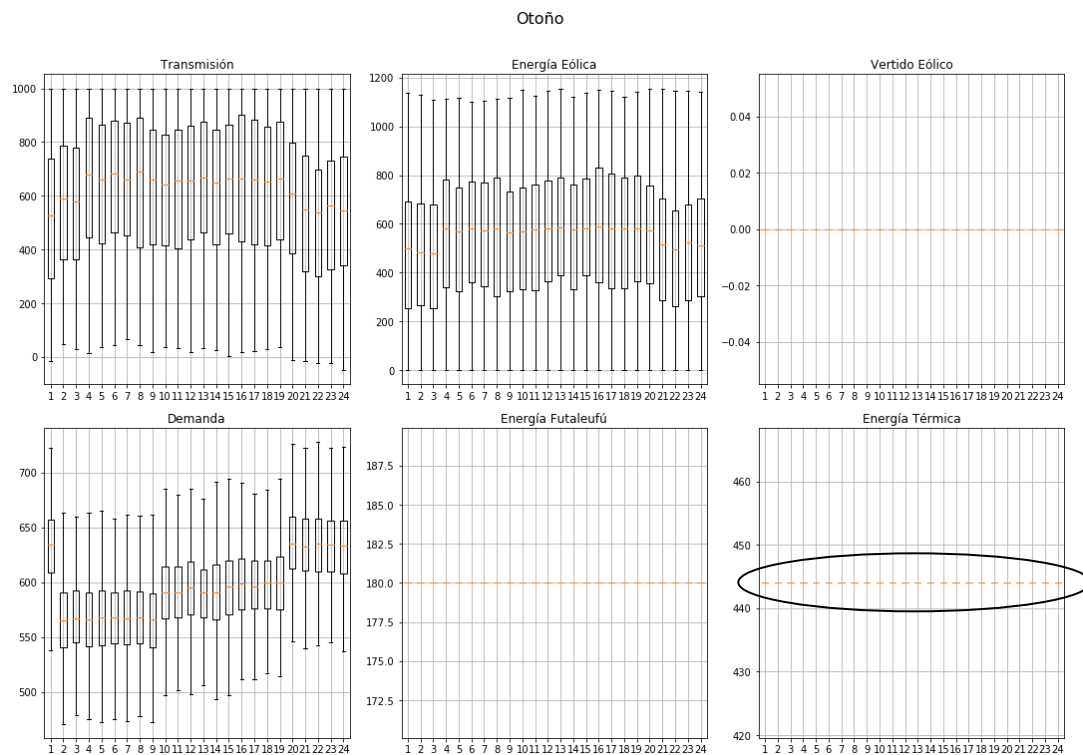


Figura 6-18: Diagrama de cajas y bigotes –Otoño -1100 MW

Debido a que en otoño Futaleufú está en su mínimo técnico (180 MW), no es necesaria la modulación térmica para evitar el vertido eólico.

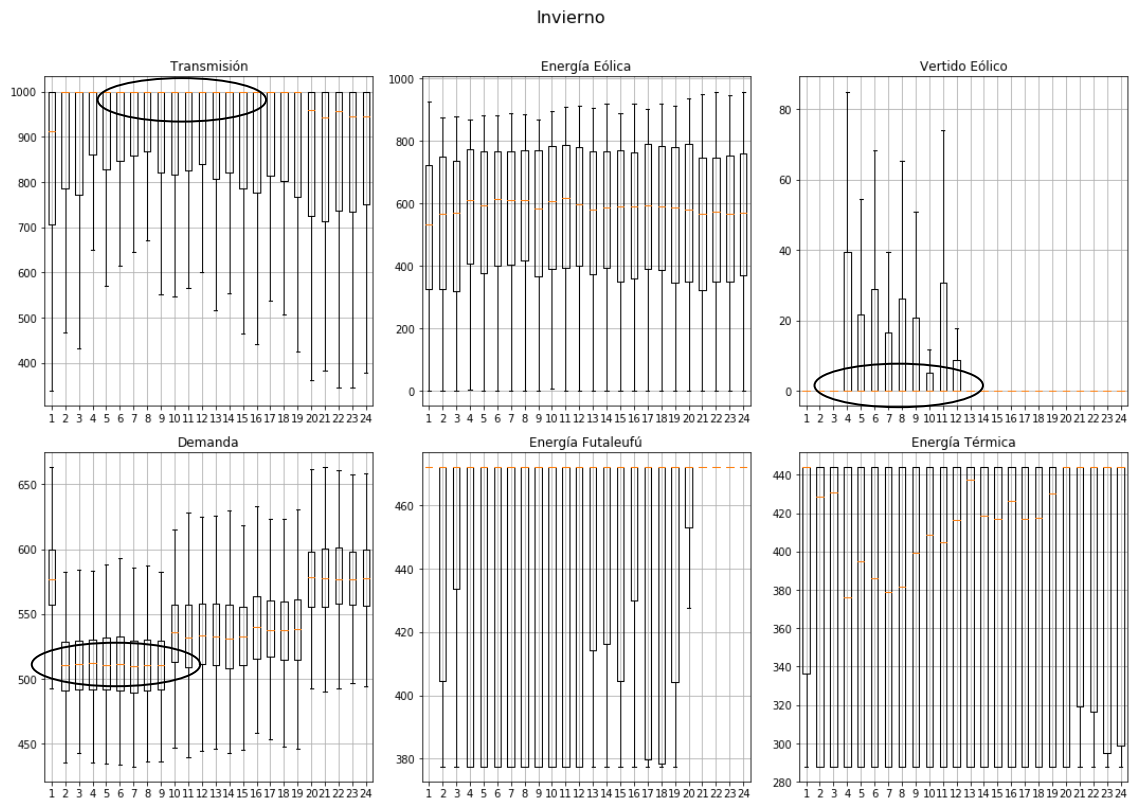


Figura 6-19: Diagrama de cajas y bigotes – Invierno -1100 MW

En Invierno Futaleufú está en su máximo técnico (472 MW). Es por esto que, a pesar de la modulación térmica e hidráulica, para las horas en las que la demanda es mínima (entre las 2 y las 9 horas), se debe verter energía eólica.

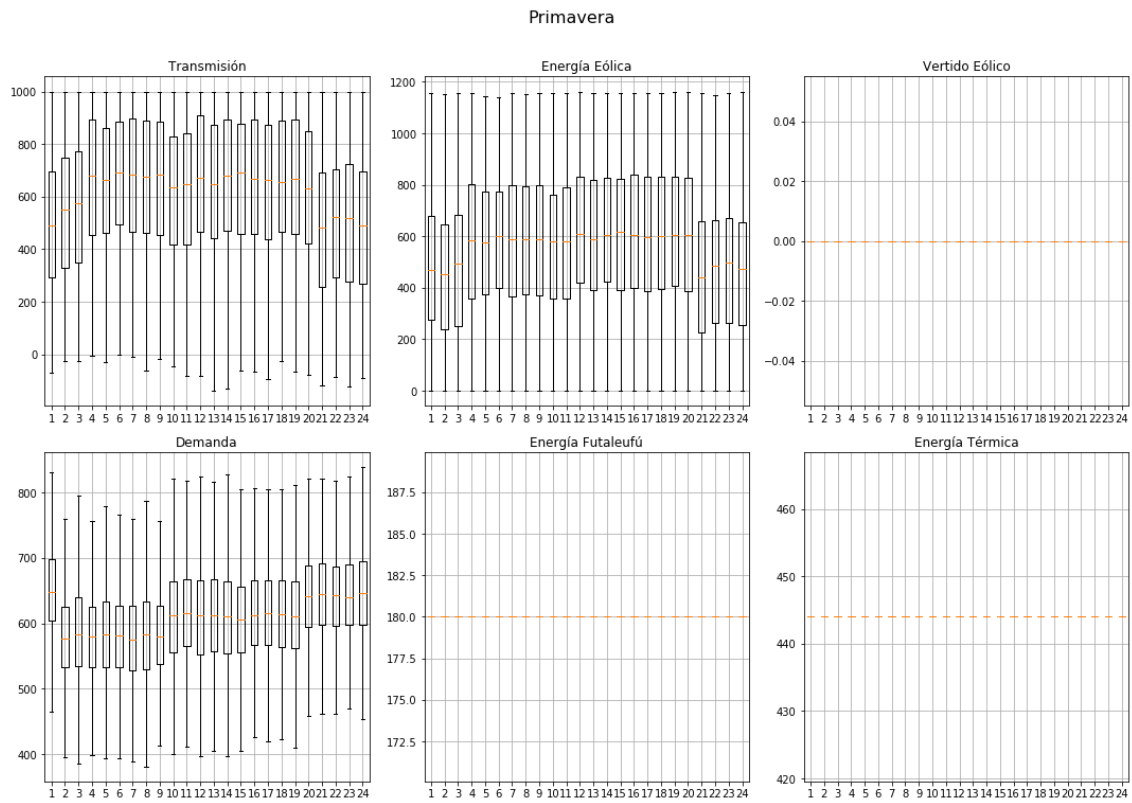


Figura 6-20: Diagrama de cajas y bigotes – Primavera -1100 MW

Estos mismos diagramas se realizan para una potencia instalada de 1600 MW.

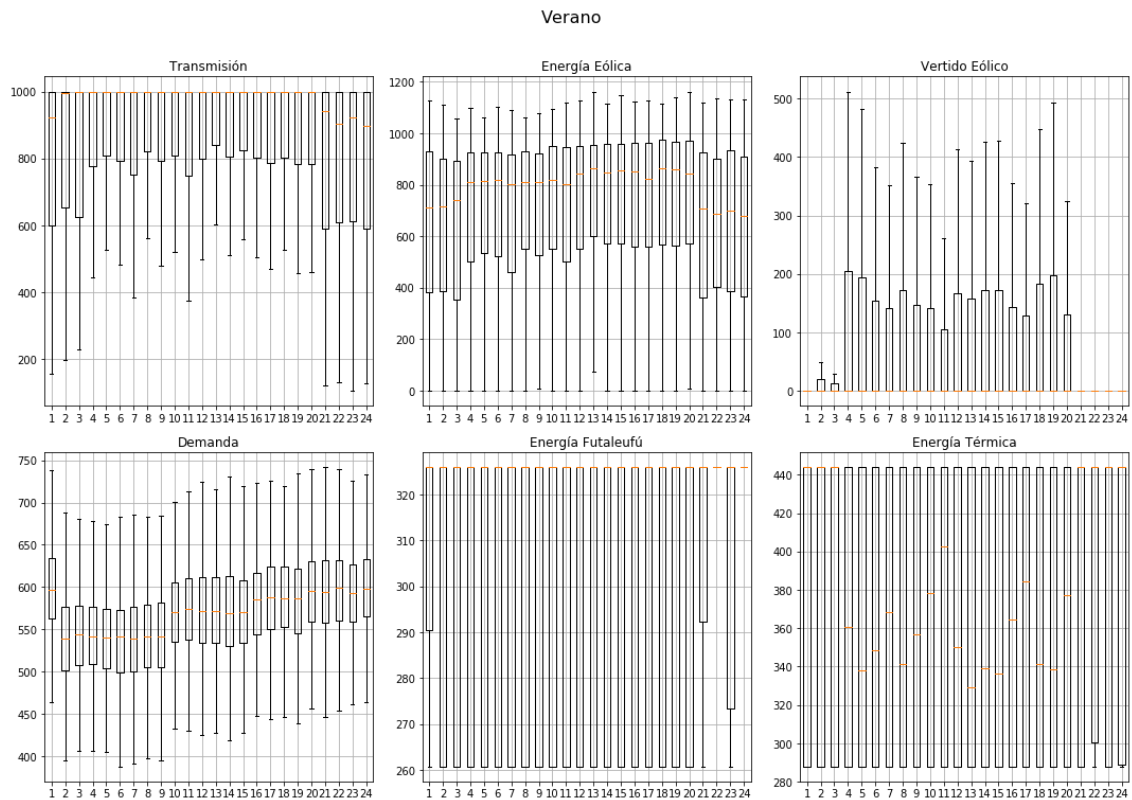


Figura 6-21: Diagrama de cajas y bigotes –Verano -1600 MW

Al aumentar la potencia instalada en todas las estaciones se debe verter energía eólica a pesar de la modulación térmica e hidráulica.

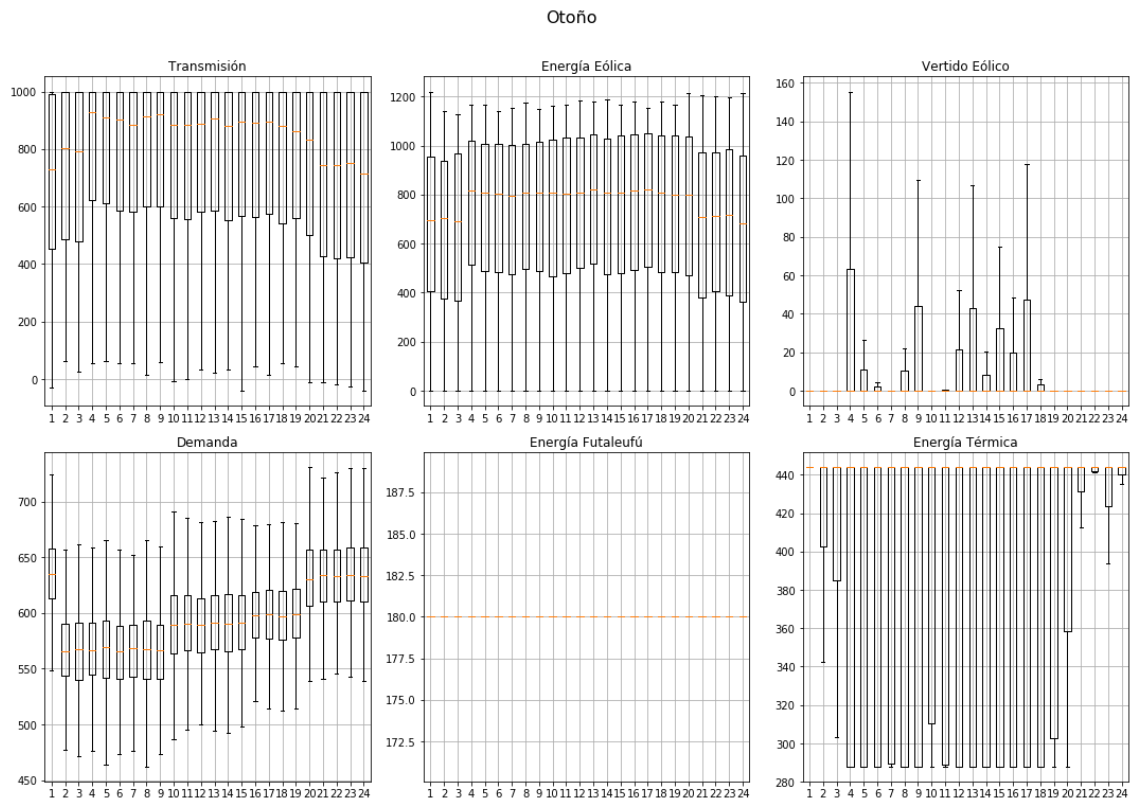


Figura 6-22: Diagrama de cajas y bigotes –Otoño -1600 MW

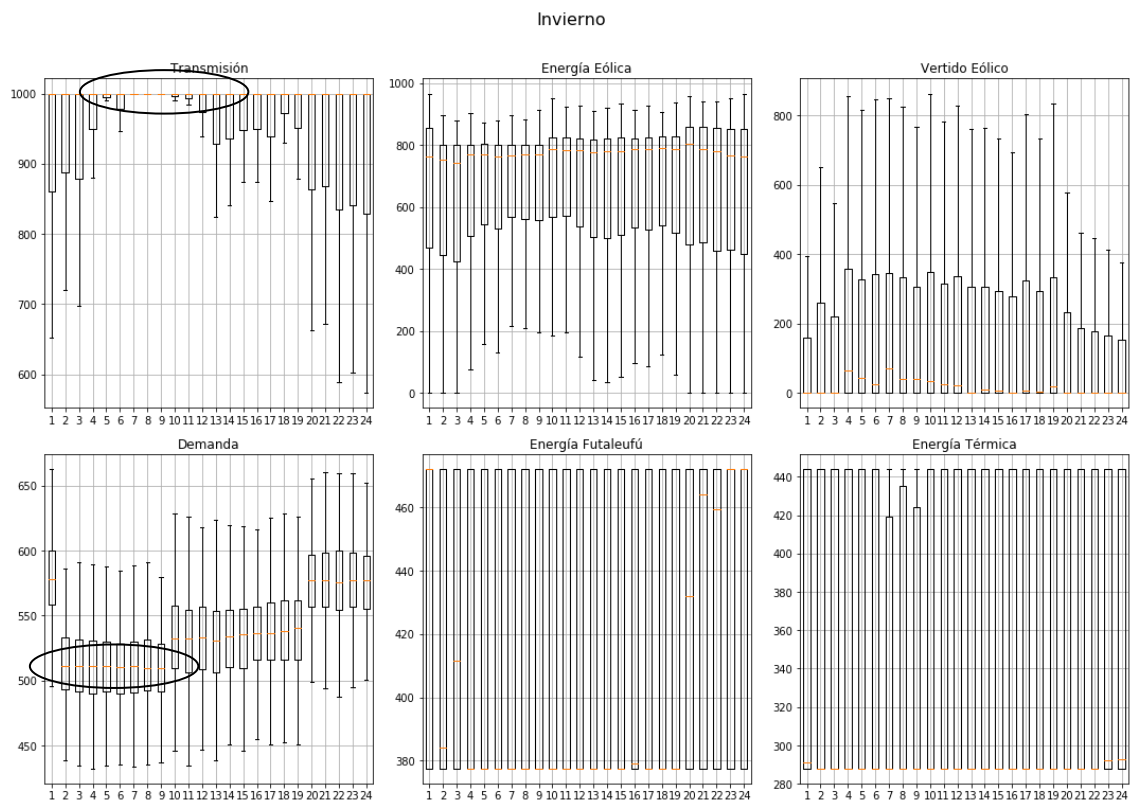


Figura 6-23: Diagrama de cajas y bigotes –Invierno -1600 MW

Como en invierno Futaleufú opera en su máximo técnico (472MW) se dan momentos en que la transmisión se “estrella” contra su límite (1000 MW). Entre las horas 7 y 9, los valor máximos y mínimos son iguales a 1000 MW. A su vez, el vertido es máximo cuando la demanda es mínima, situación que ocurre entre las horas 2 y 9.

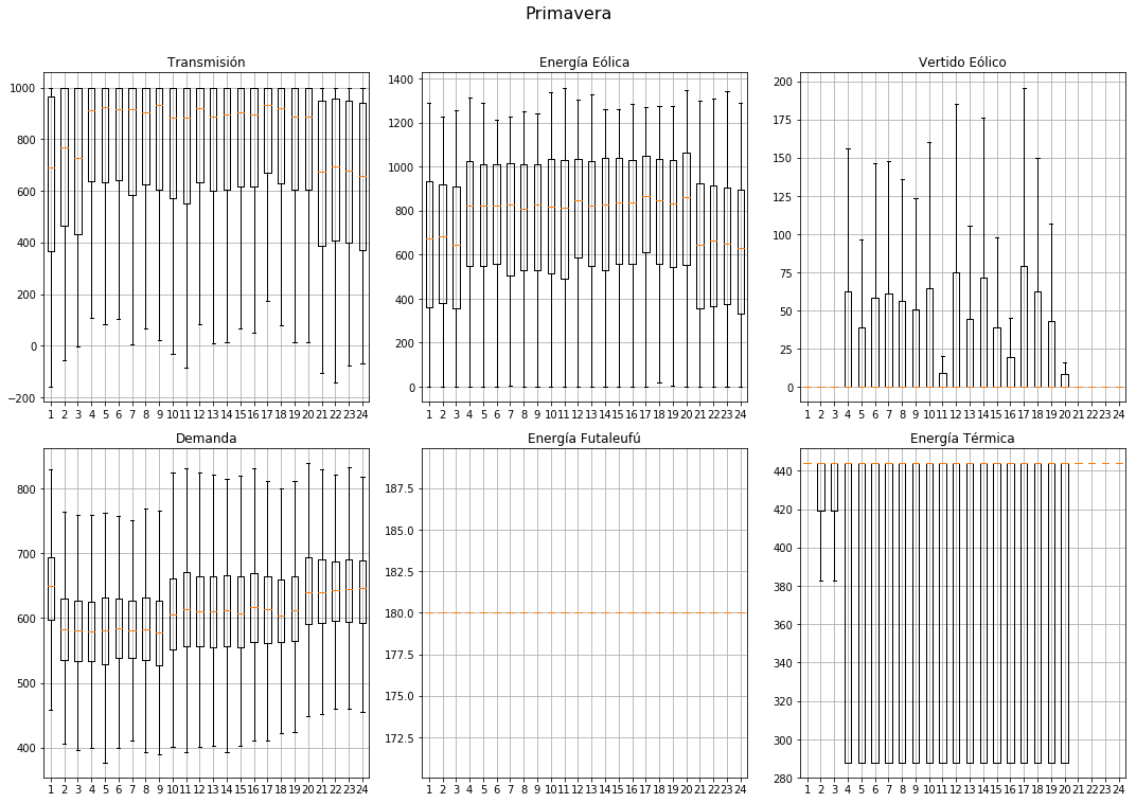


Figura 6-24: Diagrama de cajas y bigotes –Verano -1600 MW

6.3.1 Conclusiones parciales

Este primer análisis muestra que la máxima penetración eólica presenta un “límite blando”. Esto se refiere a que no existe un número fijo, sino un rango en el cual rentabilidad del MW instalado comienza a disminuir. En otras palabras, existe un punto de inflexión en el que la potencia media que se obtiene al instalar 1MW extra, comienza a ser menor. Esto se debe a que, al superarse el límite de transmisión, se debe verter energía eólica.

En “6.1.1 Análisis preliminar” se determinaron 3 Límites. El *Límite 1* es un valor de potencia instalada conservador en el que nunca se verterá energía eólica. Se asegura que los factores de planta de los parques eólicos no se ven reducidos por las restricciones del sistema de transmisión. El *Límite 2* representa un valor de potencia instalada en el que el vertido eólico es demasiado grande.

Por otro lado, el *Límite 3* representa un límite sistémico: la máxima potencia media que es posible obtener sin importar cuanto se aumente la potencia instalada. Para comprender esta cuestión es necesario ubicarse en un valor extremo de potencia instalada (sólo comprobables a través de la simulación). En estas condiciones el recurso renovable deja de tener una característica intermitente y se puede interpretar como controlable mediante el vertido eólico. De esta forma la energía eólica está completando a cada instante la capacidad remanente de la línea. Esto se ve reflejado en los elevados valores de potencia eólica vertida y en un factor de utilización del vínculo igual a 1. Por otro lado, la generación térmica está en su mínimo técnico y Futaleufú cercano a su valor promedio. Estas son las mismas hipótesis utilizadas en la construcción del Límite 3.

La forma en la que varía la rentabilidad del MW instalado, dentro del *rango* establecido entre el *Límite 1* y el *2* depende de distintas variables. Para analizar la influencia de las mismas, es necesario realizar estudios de sensibilidad. Los mismos se encuentran en “8 Estudios de sensibilidad ”

Para determinar la máxima potencia eólica que es factible instalar en el sistema patagónico, es necesario complementar el resultado de la variación de la rentabilidad del MW instalado con un estudio económico.

7 ESTUDIO ECONÓMICO

7.1 INTRODUCCIÓN

En base a los resultados del Caso Base del Estudio Monte Carlo se realiza un estudio económico que permite evaluar la rentabilidad de proyectos eólicos, para distintos niveles de penetración eólica.

Los indicadores económicos que se calculan para tomar la decisión de hasta qué nivel de potencia invertir son: El Período de Retorno (PR), el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) (Ver “3.4 Criterios económicos de evaluación de proyectos”)

7.2 HIPÓTESIS

Para realizar el estudio se fijan las siguientes variables:

Según información provista por CAMMESA el costo de instalación de la energía eólica está en 1.35 millones de USD/MW Por lo que la inversión se fija en:

$$\text{Inversión} = 1.350.000 \text{ USD/MW}$$

No se tiene en cuenta una financiación dentro del análisis.

Teniendo en cuenta que el precio tope, que está dispuesto a pagar CAMMESA para la generación eólica en el RenovAr 2, es 56 USD por MWh y considerando que un 10% de este ingreso, egresa en mantenimiento y operación, los ingresos por venta se calculan como:

$$\text{Ingresos por venta} = 56 \frac{\text{USD}}{\text{MWh}} \cdot 0.9 = 50.4 \frac{\text{USD}}{\text{MWh}}$$

Por lo tanto, el beneficio anual se calcula como:

$$\text{Beneficio anual} = P_{\text{inst}} \cdot \text{Factor de planta} \cdot 8760 \text{ hs} \cdot \text{Ingresos por venta}$$

El punto crucial en este análisis es conocer el factor de planta eólico para cada grado de penetración. Estos valores se obtuvieron en el estudio Monte Carlo.

Para calcular el VAN y el TIR se toma:

$$\text{Tasa de descuento} = 12\%$$

$$\text{Período de análisis} = 15 \text{ años}$$

No se tienen en cuenta los Beneficios fiscales que otorga la nación mediante el Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables, que aumentaría los ingresos.

El estudio económico consiste en calcular el VAN, el TIR y el PR para proyectos que contemplen la instalación de distintos niveles de penetración eólica. Ahora, cuando ingresa un nuevo proyecto eólico, aumenta la penetración eólica y también lo hace la energía eólica vertida. En base a esto surgen dos enfoques distintos para el estudio económico:

Enfoque Global: Repartir de forma equitativa, entre el nuevo parque y los ya existentes, la energía eólica vertida.

Enfoque Individual: Asignar el aumento de energía eólica vertida sólo al nuevo proyecto.

7.3 RESULTADOS ENFOQUE GLOBAL

A través del programa “13.9 Analisis economico global.py” se calculan los 3 indicadores económicos (PR, VAN y TIR) para cada proyecto de inversión. Se estudia que ocurre si un inversionista decide instalar en su totalidad una determinada potencia. Los resultados son los siguientes:

PEinst	FPE	PEV [MW/h]	Inversión	Beneficios anuales	PR	VAN	TIR	
700	0,49374	0	\$ 945.000.000	\$ 152.590.600	6,19	\$ 94.273.944	13,84%	
750	0,49247	0	\$ 1.012.500.000	\$ 163.071.800	6,21	\$ 98.159.796	13,78%	Límite 1
800	0,49297	0	\$ 1.080.000.000	\$ 174.117.300	6,2	\$ 105.889.312	13,80%	
850	0,49316	0	\$ 1.147.500.000	\$ 185.073.000	6,2	\$ 113.007.201	13,81%	
900	0,4932	1	\$ 1.215.000.000	\$ 195.975.700	6,2	\$ 119.764.173	13,81%	
950	0,48989	2	\$ 1.282.500.000	\$ 205.472.100	6,2	\$ 116.942.426	13,68%	
1000	0,4892	3	\$ 1.350.000.000	\$ 215.984.500	6,3	\$ 121.041.353	13,65%	Inflexión
1050	0,48721	6	\$ 1.417.500.000	\$ 225.858.600	6,3	\$ 120.792.171	13,57%	
1100	0,48417	9	\$ 1.485.000.000	\$ 235.140.100	6,3	\$ 116.507.343	13,45%	
1150	0,4813	13	\$ 1.552.500.000	\$ 244.370.100	6,4	\$ 111.871.703	13,33%	
1200	0,47808	18	\$ 1.620.000.000	\$ 253.290.000	6,4	\$ 105.124.120	13,20%	
1250	0,47444	25	\$ 1.687.500.000	\$ 261.835.300	6,4	\$ 95.824.924	13,05%	
1300	0,46822	32	\$ 1.755.000.000	\$ 268.738.000	6,5	\$ 75.338.146	12,80%	
1350	0,46441	41	\$ 1.822.500.000	\$ 276.799.300	6,6	\$ 62.742.700	12,64%	
1400	0,45871	49	\$ 1.890.000.000	\$ 283.533.500	6,7	\$ 41.108.083	12,41%	
1450	0,45372	59	\$ 1.957.500.000	\$ 290.465.300	6,7	\$ 20.819.607	12,20%	Límite
1500	0,44746	70	\$ 2.025.000.000	\$ 296.329.800	6,8	-\$ 6.738.022	11,94%	
1550	0,44098	81	\$ 2.092.500.000	\$ 301.778.000	6,9	-\$ 37.131.219	11,67%	
1600	0,43575	93	\$ 2.160.000.000	\$ 307.814.200	7,0	-\$ 63.519.370	11,45%	
1650	0,4296	107	\$ 2.227.500.000	\$ 312.956.300	7,1	-\$ 95.997.219	11,19%	
1700	0,42329	120	\$ 2.295.000.000	\$ 317.701.600	7,2	-\$ 131.177.244	10,92%	
1750	0,41683	134	\$ 2.362.500.000	\$ 322.059.200	7,3	-\$ 168.998.550	10,64%	
1800	0,41027	148	\$ 2.430.000.000	\$ 326.046.300	7,5	-\$ 209.342.653	10,36%	
1850	0,40452	163	\$ 2.497.500.000	\$ 330.401.700	7,6	-\$ 247.178.734	10,11%	
1900	0,39871	180	\$ 2.565.000.000	\$ 334.461.800	7,7	-\$ 287.025.918	9,86%	
1950	0,39264	196	\$ 2.632.500.000	\$ 338.034.200	7,8	-\$ 330.195.083	9,59%	
2000	0,38693	214	\$ 2.700.000.000	\$ 341.657.500	7,9	-\$ 373.017.300	9,34%	Límite 2
2050	0,38056	231	\$ 2.767.500.000	\$ 344.436.700	8,0	-\$ 421.588.161	9,05%	
2100	0,37539	249	\$ 2.835.000.000	\$ 348.050.100	8,2	-\$ 464.477.947	8,82%	
2150	0,36899	267	\$ 2.902.500.000	\$ 350.255.700	8,3	-\$ 516.956.198	8,54%	
2200	0,3633	286	\$ 2.970.000.000	\$ 352.875.600	8,4	-\$ 566.611.857	8,28%	

Tabla 7-1: Resultados – Estudio económico – Enfoque Global

En las siguientes gráficas se observan los resultados obtenidos:

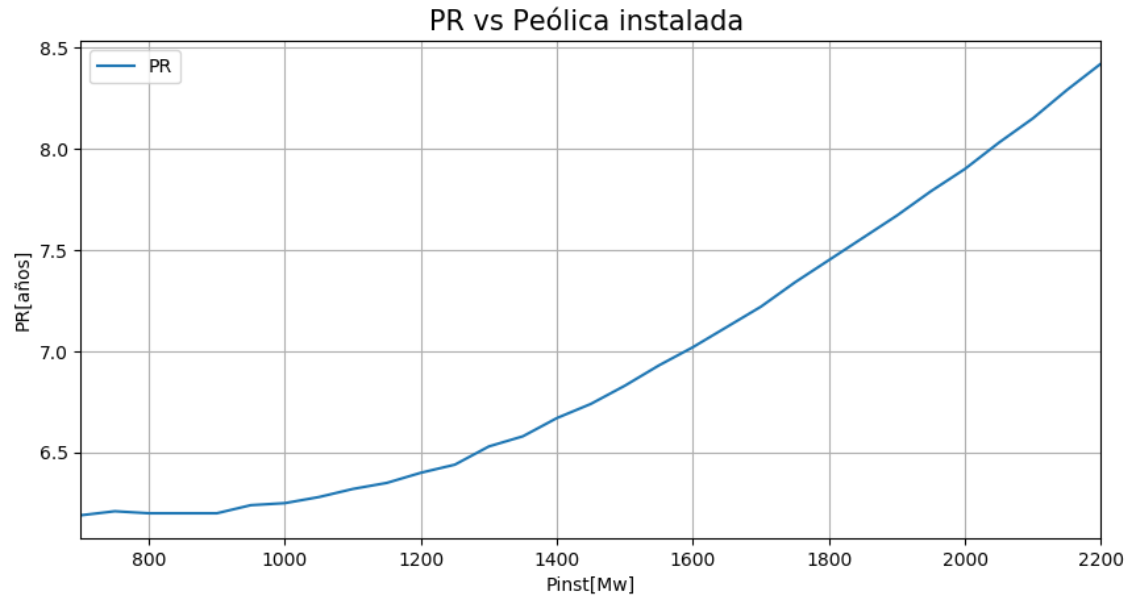


Figura 7-1: PR – Enfoque Global

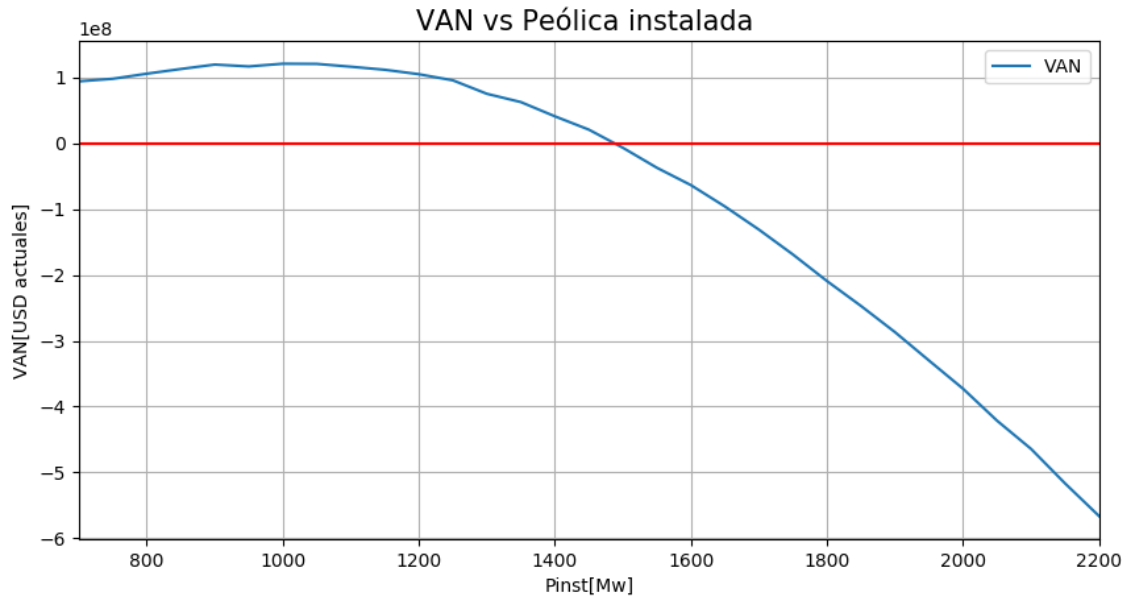


Figura 7-2: VAN – Enfoque Global

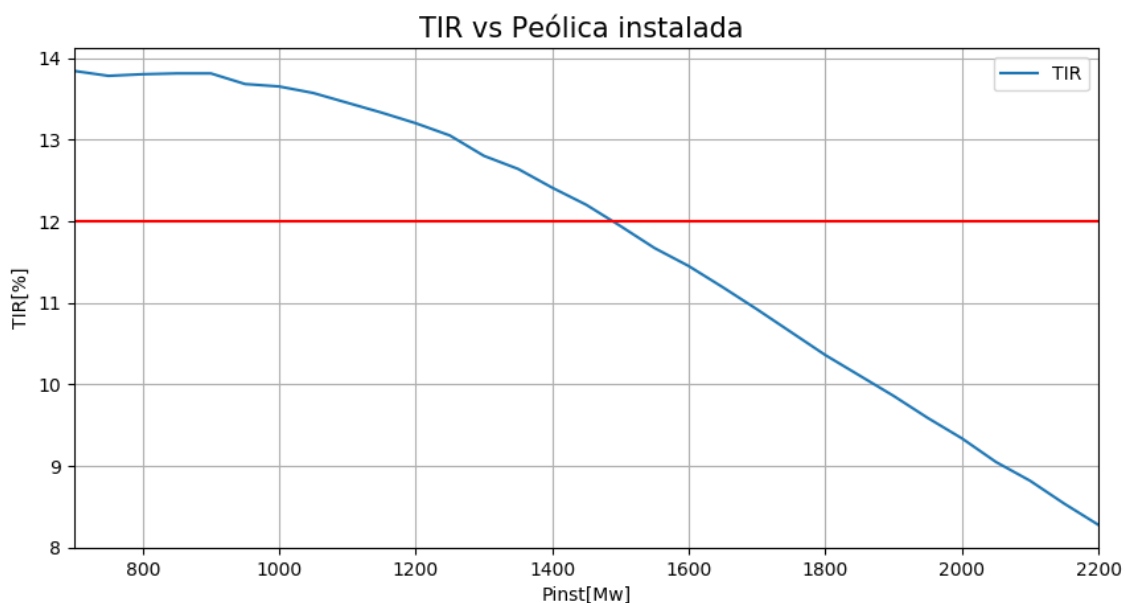


Figura 7-3: TIR – Enfoque Global

A modo de ejemplo se muestra el detalle del cálculo para un nivel de penetración de 1000 MW con un factor de planta eólico de 0.48920.

Año	Ingreso	Egreso	Flujo Neto	Saldo
0	\$ 0	\$ 1.350.000.000	-\$ 1.350.000.000	-\$ 1.350.000.000
1	\$ 215.984.640	\$ 0	\$ 215.984.640	-\$ 1.134.015.360
2	\$ 215.984.640	\$ 0	\$ 215.984.640	-\$ 918.030.720
3	\$ 215.984.640	\$ 0	\$ 215.984.640	-\$ 702.046.081
4	\$ 215.984.640	\$ 0	\$ 215.984.640	-\$ 486.061.441
5	\$ 215.984.640	\$ 0	\$ 215.984.640	-\$ 270.076.801
6	\$ 215.984.640	\$ 0	\$ 215.984.640	-\$ 54.092.161
7	\$ 215.984.640	\$ 0	\$ 215.984.640	\$ 161.892.479
8	\$ 215.984.640	\$ 0	\$ 215.984.640	\$ 377.877.118
9	\$ 215.984.640	\$ 0	\$ 215.984.640	\$ 593.861.758
10	\$ 215.984.640	\$ 0	\$ 215.984.640	\$ 809.846.398
11	\$ 215.984.640	\$ 0	\$ 215.984.640	\$ 1.025.831.038
12	\$ 215.984.640	\$ 0	\$ 215.984.640	\$ 1.241.815.678
13	\$ 215.984.640	\$ 0	\$ 215.984.640	\$ 1.457.800.318
14	\$ 215.984.640	\$ 0	\$ 215.984.640	\$ 1.673.784.957
15	\$ 215.984.640	\$ 0	\$ 215.984.640	\$ 1.889.769.597

Tabla 7-2: Flujo de caja para 1500 MW

En base a estos resultados se calcula el PR, el VAN y el TIR:

VAN	\$ 121.042.114
TIR	13,65%
PR	6,3 años

En la siguiente gráfica se observa la evolución del flujo de caja:

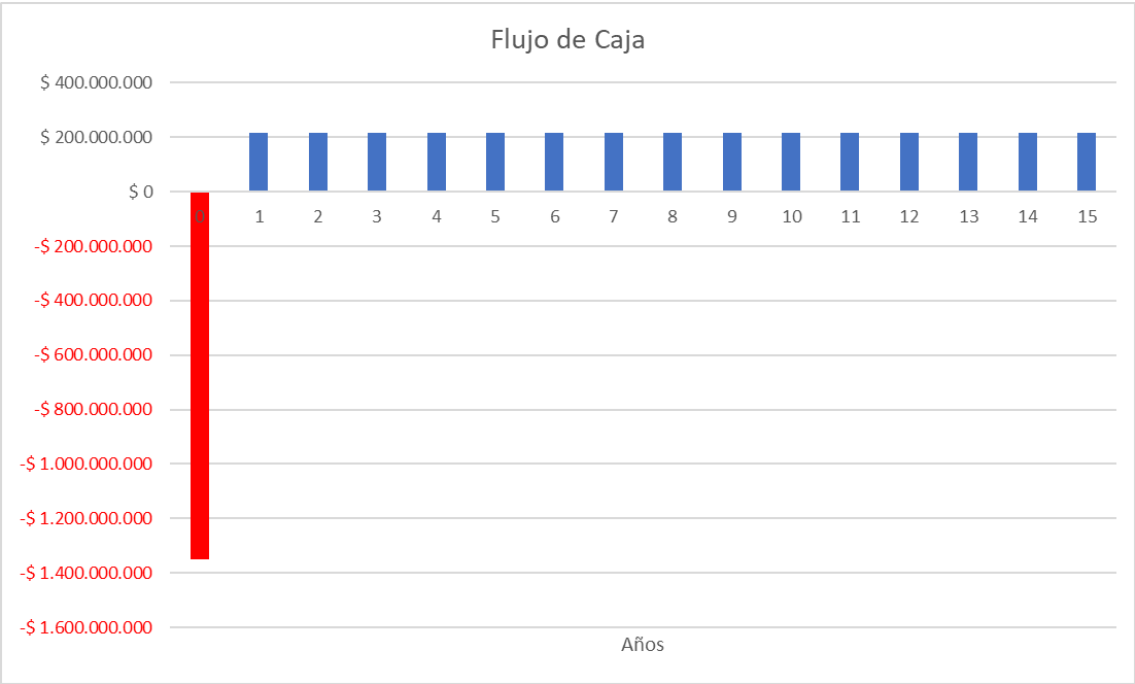


Figura 7-4: Flujo de caja

7.3.1 Análisis de resultados

Este estudio determina un *punto de inflexión económico* en los 1000MW de potencia instalada. En este punto el VAN alcanza su valor máximo, lo que indica que este es el proyecto más rentable. A expensas de disminuir la rentabilidad global, es posible aumentar la potencia instalada hasta un valor límite de 1450 MW, manteniendo el VAN positivo. Para valores superiores de potencia instalada el VAN se hace negativo, por lo que dejan de ser rentables los proyectos.

7.4 RESULTADOS ENFOQUE INDIVIDUAL

En este enfoque se comienza el estudio desde una potencia instalada igual a 700 MW con un factor de planta global igual a 0,494. Se analiza que ocurre al aumentar la potencia instalada en 50 MW, asignando las pérdidas solamente a estos nuevos 50 MW. De esta misma forma se aumenta la penetración eólica de a bloques de 50 MW.

Para asignar las nuevas pérdidas al nuevo proyecto, se debe re calcular un factor de planta corregido (FPE^*) que sólo tiene valor para los 50 MW que se están estudiando. La forma de hacerlo es la siguiente:

$$FPE^* = \frac{0,494 \cdot 50MW - (PEV_{i+1} - PEV_i)}{50 MW}$$

Donde,

0,494 es el Factor de planta inicial en el que no hay vertido eólico.

PEV_i es la Potencia media Eólica Vertida para el nivel de penetración anterior al ingreso de los 50 MW.

PEV_{i+1} es la Potencia media Eólica Vertida para el nuevo nivel de penetración.

A través del FPE^* se puede calcular la rentabilidad de cada proyecto de inversión.

Para comprender el proceso, se observa una tabla con los valores de Potencia media Eólica Vertida (PEV) para cada nivel de penetración:

PEinst	PEV[MW/h]
700	0
750	0
800	0,0637
850	0,3671
900	1,0415
950	2,1194
1000	3,8912
1050	6,2172
1100	9,3440
1150	13,7797
1200	18,9486
1250	25,3630
1300	32,4300
1350	41,0372
1400	49,8818
1450	59,5526
1500	70,4365
1550	81,1631
1600	93,5752
1650	107,2844
1700	120,1935
1750	134,1336
1800	148,7037
1850	163,9449
1900	180,7353
1950	196,8367
2000	214,5228
2050	231,5274
2100	249,6186
2150	267,8546

Tabla 7-3: PEV

A modo de ejemplo se realiza el cálculo del FPE* para un proyecto que aumenta la potencia instalada desde 950 hasta 1000 MW:

$$FPE^* = \frac{0,494 \cdot 50MW - (3,8912 - 2,1194)}{50 MW} = 0,4586$$

De esta forma se calcula el FPE* para cada uno bloques de 50 MW. En “12Anexo: vertido eólico” se detalla e interprete el resultado de la potencia eólica media vertida (PEV)

A través del programa “13.1 Analisis economico Individual.py” se obtiene los siguientes resultados:

PEinst	FPE*	Inversión	Beneficios anuales	PR	VAN	TIR	
700+50	0,49	\$ 67.500.000	\$ 10.903.960	6,2	\$ 6.765.366	13,84%	
750 + 50	0,49	\$ 67.500.000	\$ 10.878.220	6,2	\$ 6.590.112	13,80%	Límite 1
800 + 50	0,49	\$ 67.500.000	\$ 10.771.200	6,3	\$ 5.861.179	13,60%	
850 + 50	0,48	\$ 67.500.000	\$ 10.607.370	6,4	\$ 4.745.367	13,30%	
900 + 50	0,47	\$ 67.500.000	\$ 10.429.270	6,5	\$ 3.532.340	12,97%	
950 + 50	0,46	\$ 67.500.000	\$ 10.122.900	6,7	\$ 1.445.670	12,40%	Inflexión
1000 + 50	0,45	\$ 67.500.000	\$ 9.878.223	6,8	-\$ 220.763	11,94%	
1050 + 50	0,43	\$ 67.500.000	\$ 9.524.619	7,1	-\$ 2.629.110	11,27%	
1100 + 50	0,41	\$ 67.500.000	\$ 8.946.788	7,5	-\$ 6.564.638	10,14%	
1150 + 50	0,39	\$ 67.500.000	\$ 8.623.070	7,8	-\$ 8.769.441	9,50%	
1200 + 50	0,37	\$ 67.500.000	\$ 8.073.137	8,4	-\$ 12.514.956	8,39%	
1250 + 50	0,35	\$ 67.500.000	\$ 7.785.050	8,7	-\$ 14.477.077	7,79%	
1300 + 50	0,32	\$ 67.500.000	\$ 7.105.048	9,5	-\$ 19.108.482	6,34%	
1350 + 50	0,32	\$ 67.500.000	\$ 7.000.200	9,6	-\$ 19.822.585	6,11%	
1400 + 50	0,30	\$ 67.500.000	\$ 6.635.473	10,2	-\$ 22.306.694	5,30%	
1450 + 50	0,28	\$ 67.500.000	\$ 6.099.872	11,1	-\$ 25.954.596	4,07%	
1500 + 50	0,28	\$ 67.500.000	\$ 6.169.304	10,9	-\$ 25.481.705	4,23%	
1550 + 50	0,25	\$ 67.500.000	\$ 5.425.171	12,4	-\$ 30.549.895	2,43%	
1600 + 50	0,22	\$ 67.500.000	\$ 4.852.453	13,9	-\$ 34.450.598	0,96%	
1650 + 50	0,24	\$ 67.500.000	\$ 5.205.755	13,0	-\$ 32.044.306	1,88%	
1700 + 50	0,22	\$ 67.500.000	\$ 4.750.543	14,2	-\$ 35.144.692	0,69%	
1750 + 50	0,20	\$ 67.500.000	\$ 4.472.362	15,1	-\$ 37.039.348	-0,08%	
1800 + 50	0,19	\$ 67.500.000	\$ 4.176.114	16,2	-\$ 39.057.053	-0,92%	
1850 + 50	0,16	\$ 67.500.000	\$ 3.492.093	19,3	-\$ 43.715.826	-3,01%	
1900 + 50	0,17	\$ 67.500.000	\$ 3.796.336	17,8	-\$ 41.643.671	-2,05%	
1950 + 50	0,14	\$ 67.500.000	\$ 3.096.648	21,8	-\$ 46.409.152	-4,35%	Límite 2
2000 + 50	0,15	\$ 67.500.000	\$ 3.397.582	19,9	-\$ 44.359.531	-3,32%	
2050 + 50	0,13	\$ 67.500.000	\$ 2.917.794	23,1	-\$ 47.627.297	-4,98%	
2100 + 50	0,13	\$ 67.500.000	\$ 2.853.889	23,7	-\$ 48.062.549	-5,22%	
2150 + 50	0,12	\$ 67.500.000	\$ 2.663.736	25,3	-\$ 49.357.652	-5,94%	

Tabla 7-4: Estudio económico – Enfoque individual

En las siguientes gráficas se observan los resultados obtenidos:

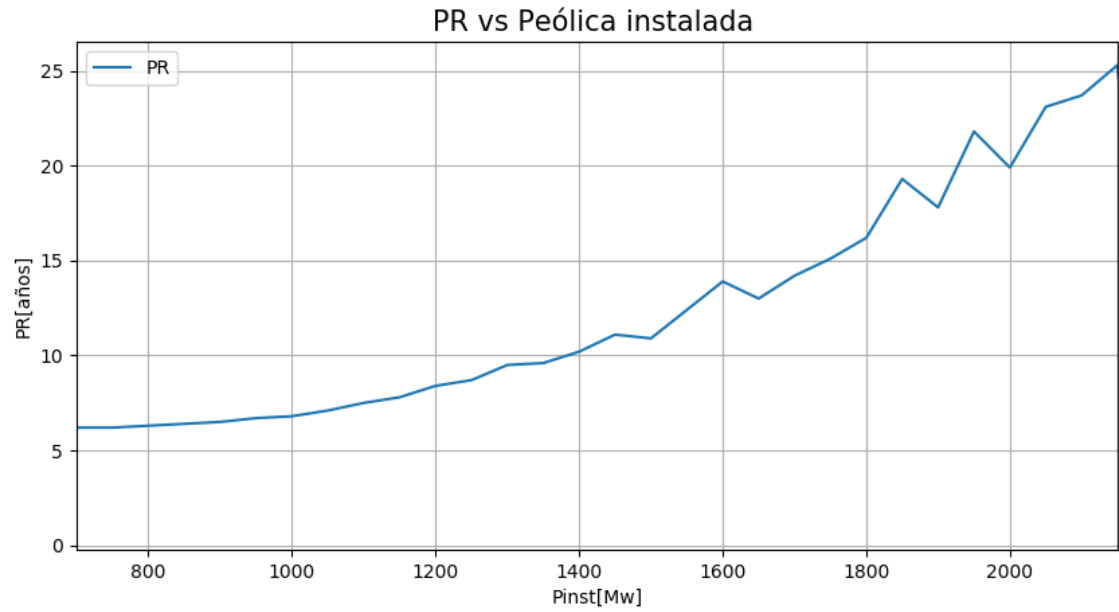


Figura 7-5: PR – Enfoque Individual

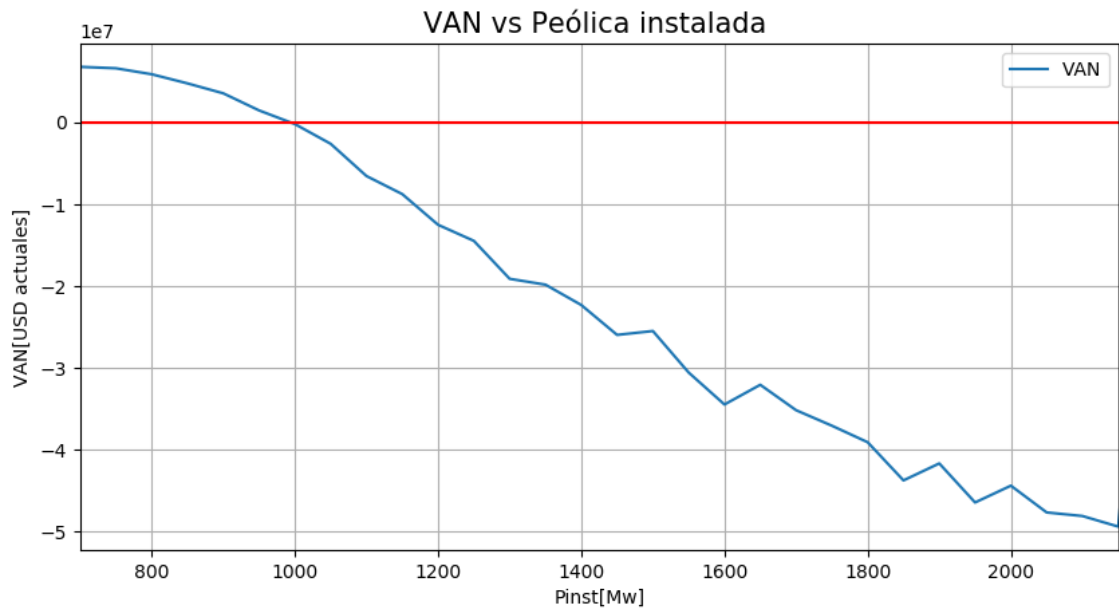


Figura 7-6: VAN – Enfoque Individual

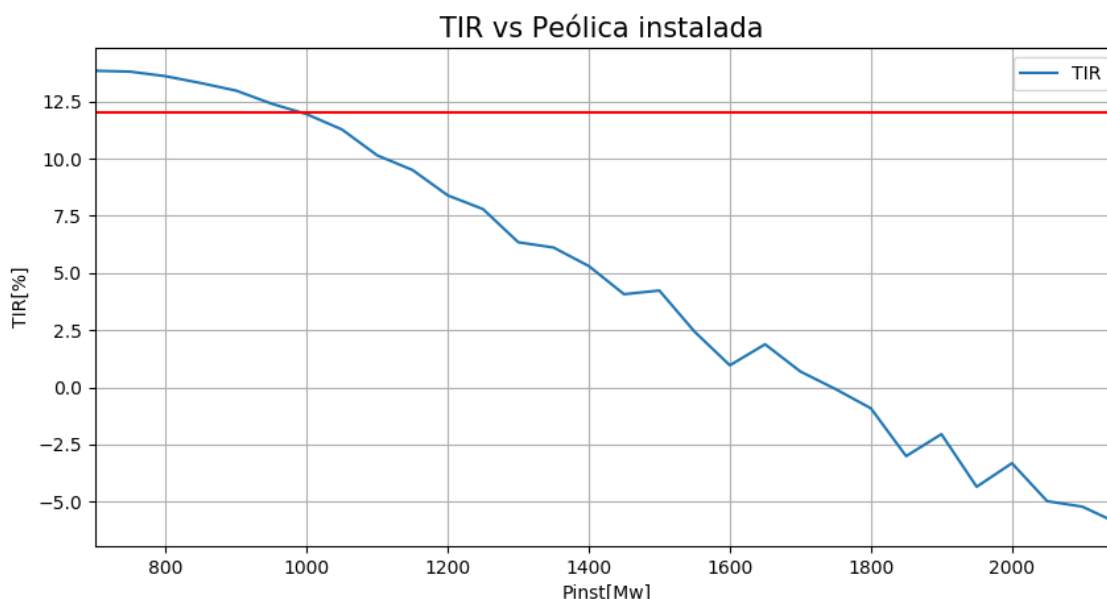


Figura 7-7: TIR – Enfoque Individual

7.5 CONCLUSIONES PARCIALES

Al hacer responsable al nuevo inversor de la energía eólica vertida, debido a su ingreso en el mercado, rápidamente el VAN se hace cero. Los proyectos son rentables hasta los 1000 MW, luego el VAN se hace negativo.

Estos 1000 MW coinciden con el *punto de inflexión económico* calculado en el enfoque global, que representaba la potencia instalada en la cual el VAN es máximo. Es por esto que, en base al estudio Monte Carlo y a ambos estudios económicos, **se concluye que la máxima potencia eólica que es rentable instalar en el sistema patagónico es 1000 MW**. 120 MW más que los 880 MW que surgen de la suma de lo que actualmente ya está instalado más lo adjudicado en las Rondas RenovAr. Para este nivel de potencia instalada las principales variables son las siguientes:

Factor de utilización del vínculo de transmisión (F_u) = 0,668 → **5.851.680 MWh** anuales.

Factor de planta eólico global (F_{PE}) = 0,4892 → **4.285.392 MWh** anuales de energía eólica generada.

Potencia eólica media vertida (PEV) = 3,891 MW → **34.085 MWh** anuales de energía eólica vertida.

Factor de planta térmico (F_{PT}) = 0,959 → **3.729.973 MWh** anuales de energía térmica generada.

Factor de planta de Futaleufú (FP_{futa}) = 0,6 → **2.480.832 MWh** anuales de energía generada en Futaleufú.

Estos son valores de energía promedios anuales. Algunos años se estará por encima y otros por debajo, pero a lo largo de los 15 años que dura el análisis económico de los proyectos, estos serán los valores promedios esperados.

8 ESTUDIOS DE SENSIBILIDAD MONTE CARLO

En esta sección se analiza cómo se modifican los resultados del estudio Monte Carlo al modificar las siguientes variables:

1. Concentrar la potencia instalada en una zona (Norte o Sur).
2. Cantidad de zonas independientes de generación de vientos.
3. Disminución del parque térmico.
4. Mayor modulación hidráulica.

En todos los casos se comparan los resultados con los del “Caso Base”.

8.1 SENSIBILIDAD: NORTE O SUR

En primera instancia se aumenta la potencia instalada sólo en la zona norte. Los valores obtenidos con el programa “13.7 Transferencia.py” están guardados en el archivo “Norte.pkl”

Los resultados obtenidos al correr el programa “13.8 Análisis de resultados.py” son los siguientes:

PEinst	Fu	FPE	PEmed	FPT	FPfuta	PEV	PCC	
0	0.2	0	0	1	0.61	0	0	
100	0.25	0.52	51	1	0.61	0	0	
200	0.31	0.52	103	1	0.61	0	0	
300	0.36	0.52	154	1	0.61	0	0	
400	0.41	0.51	205	1	0.61	0	0	
500	0.46	0.52	258	1	0.61	0	0	
600	0.51	0.51	308	1	0.61	0	0	
650	0.53	0.52	336	0.99	0.61	0	0	
700	0.55	0.51	359	0.98	0.61	0	0	
750	0.58	0.52	386	0.97	0.61	0	0	Límite 1
800	0.59	0.51	411	0.96	0.6	0	0	
850	0.61	0.51	433	0.96	0.6	1	0	Inflexión
900	0.63	0.51	457	0.95	0.6	4	0	
950	0.64	0.5	479	0.93	0.59	8	0	
1000	0.65	0.5	497	0.92	0.59	13	0	
1050	0.67	0.49	517	0.9	0.59	20	0	
1100	0.67	0.49	534	0.89	0.58	30	0	
1150	0.68	0.48	547	0.88	0.58	41	0	
1200	0.69	0.47	563	0.87	0.58	56	0	
1250	0.7	0.46	573	0.87	0.58	71	0	
1300	0.7	0.45	581	0.86	0.58	86	0	
1350	0.71	0.44	591	0.85	0.58	103	0	
1400	0.72	0.43	602	0.85	0.58	120	0	
1600	0.74	0.39	628	0.83	0.57	193	0	
1800	0.76	0.36	654	0.82	0.57	274	0	
2000	0.77	0.34	674	0.81	0.57	357	0	Límite 2
2200	0.78	0.31	691	0.8	0.56	446	0	
2400	0.79	0.29	705	0.79	0.56	533	0	
2600	0.8	0.27	713	0.79	0.56	618	0	
2800	0.81	0.26	725	0.78	0.56	714	0	
10000	0.9	0.09	856	0.71	0.54	4286	0	
100000	0.91	0.01	877	0.69	0.54	50418	0	

Tabla 8-1: Resultados - Caso Norte

En segunda instancia se aumenta la potencia instalada sólo en la sur. Los valores obtenidos con el programa “13.7 Transferencia.py” están guardados en el archivo “Sur.pkl”

Los resultados obtenidos al correr el programa “13.8 Análisis de resultados.py” son los siguientes:

PEinst	Fu	FPE	PEmed	FPT	FPfuta	PEV	PCC	
0	0.2	0	0	1	0.61	0	0	
100	0.25	0.47	47	1	0.61	0	0	
200	0.3	0.47	94	1	0.61	0	0	
300	0.34	0.47	141	1	0.61	0	0	
400	0.39	0.47	189	1	0.61	0	0	
500	0.44	0.47	235	1	0.61	0	0	
600	0.48	0.47	283	1	0.61	0	0	
650	0.51	0.47	306	0.99	0.61	0	0	
700	0.53	0.47	330	0.99	0.61	0	0	
750	0.55	0.47	355	0.98	0.61	0	0	Límite 1
800	0.57	0.47	378	0.97	0.61	0	0	
850	0.58	0.47	400	0.97	0.6	1	0	Inflexión
900	0.6	0.47	424	0.96	0.6	3	0	
950	0.62	0.47	444	0.95	0.6	5	0	
1000	0.63	0.46	463	0.94	0.59	9	0	
1050	0.64	0.46	482	0.92	0.59	14	0	
1100	0.65	0.45	498	0.91	0.59	21	0	
1150	0.66	0.45	513	0.9	0.59	29	0	
1200	0.67	0.44	528	0.89	0.59	40	0	
1250	0.68	0.43	539	0.89	0.58	51	0	
1300	0.69	0.42	550	0.88	0.58	62	0	
1350	0.69	0.42	562	0.87	0.58	76	0	
1400	0.7	0.41	571	0.87	0.58	90	0	
1600	0.72	0.38	606	0.85	0.58	150	0	
1800	0.74	0.35	632	0.84	0.57	215	0	
2000	0.76	0.33	656	0.82	0.57	286	0	Límite 2
2200	0.77	0.31	672	0.81	0.57	363	0	
2400	0.78	0.29	692	0.8	0.56	448	0	
2600	0.79	0.27	705	0.79	0.56	527	0	
2800	0.8	0.25	713	0.79	0.56	607	0	
10000	0.89	0.08	846	0.72	0.54	3888	0	
100000	0.97	0.01	951	0.67	0.53	46408	0	

Tabla 8-2: Resultados – Caso Sur

En las siguientes gráficas se comparan los resultados de los tres casos:

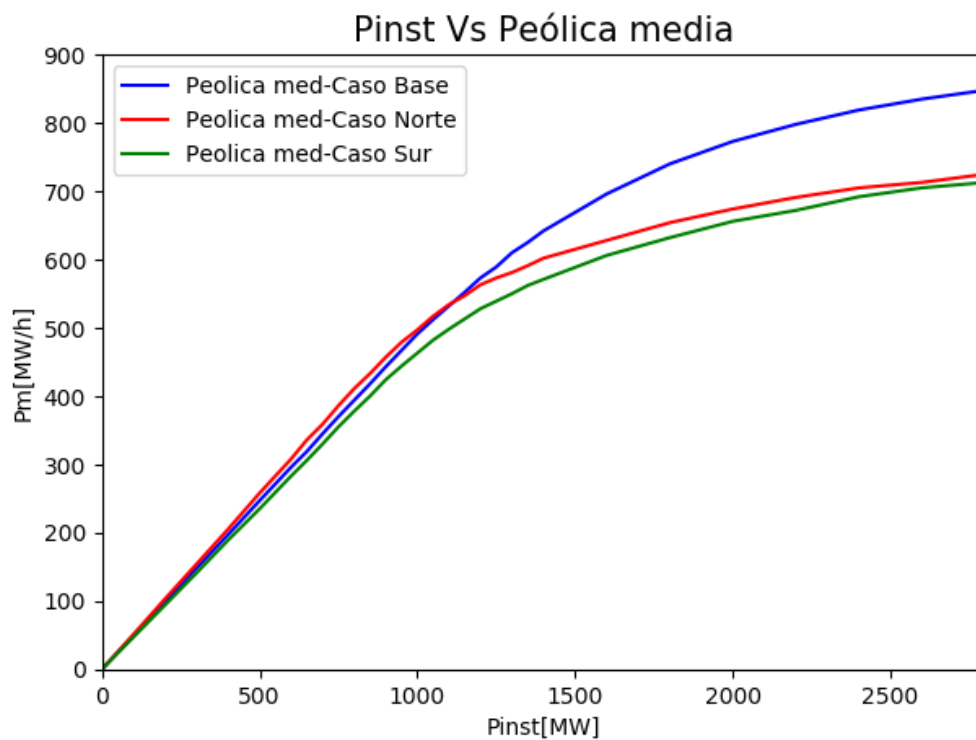


Figura 8-1: Comparación Pmed - Caso Norte o Sur

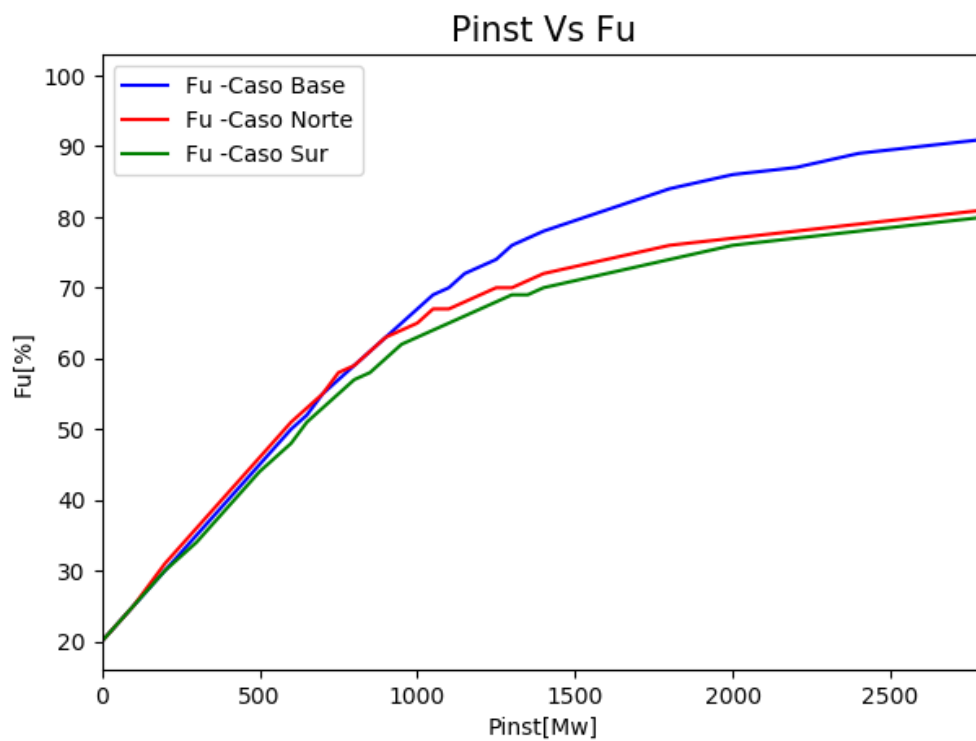


Figura 8-2: Comparación Fu - Caso Norte o Sur

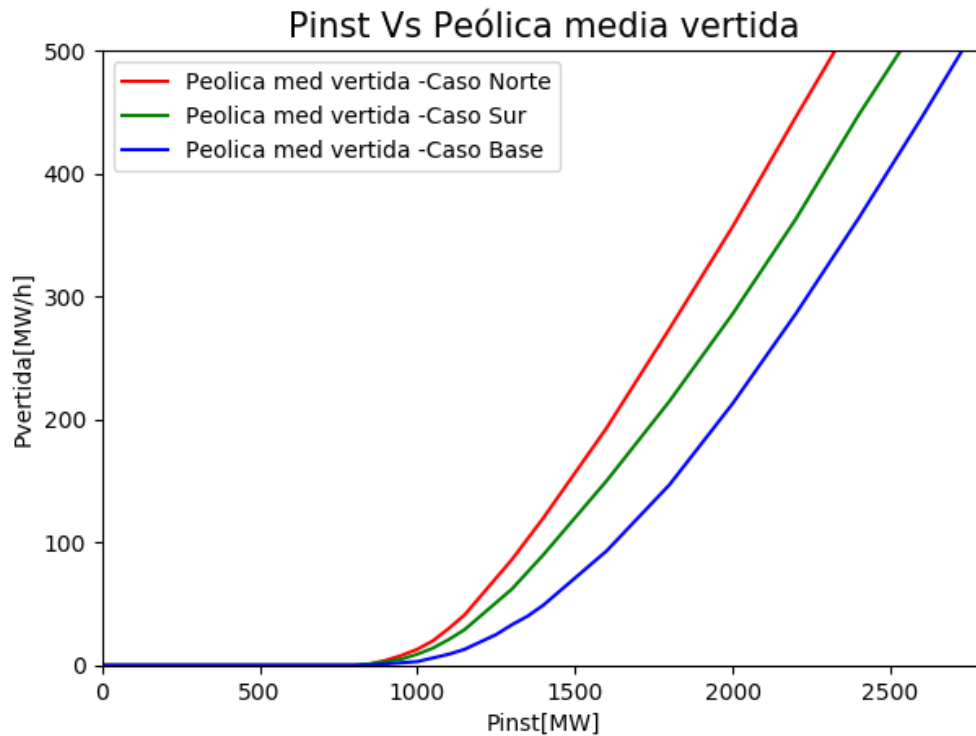


Figura 8-3: Comparación PEV - Caso Norte o Sur

8.1.1 Análisis de los resultados

Para niveles bajos de penetración eólica, instalar todos los generadores en la zona norte implica potencias medias generadas mayores. Esto se debe a que es la zona con mejor factor de planta. Sin embargo, al aumentar la potencia instalada, toma preponderancia dividir la potencia instalada en dos zonas independientes. Como se explica en la bibliografía *Wind Power in Power Systems* de Thomas Ackermann [3, p. 38], una amplia distribución geográfica de la potencia eólica instalada reduce las variaciones de la potencia generada. De forma aleatoria, los picos de la generación de una zona pueden compensarse con los valles de generación de la otra zona. Es por este motivo que se mejora la potencia media generada y el factor de utilización del vínculo (“Figura 8-1” y “Figura 8-2”). Esto mismo se refleja en la potencia eólica media vertida (PEV), tomar 2 zonas independientes disminuye la PEV. La zona Norte es la que mayor PEV posee, esto se debe a que su factor de planta es mayor que el de la zona sur.

Por último, el *punto de inflexión Monte Carlo* en el que comienza el vertido eólico en el Caso Norte y Sur es de 850 MW, 50 MW menos que el del caso base (900MW).

8.2 SENSIBILIDAD: ZONAS DE VIENTO INDEPENDIENTE

En este caso se agregan 3 zonas de vientos independientes más. Con lo que se tienen 5 zonas: Zona norte, Zona sur, Zona 3, Zona 4 y Zona 5.

Dado que no se cuenta con información estadística de la velocidad del viento en otros puntos de la Patagonia, se modifican los resultados de la Zona norte y sur con el fin de obtener caracterizaciones de la velocidad del viento distintas para las nuevas zonas. Se realiza lo siguiente:

Zona 3

Los generadores son del mismo tipo que en la zona norte. La caracterización de la velocidad del viento es la siguiente:

Zona3 [Bloque mensual 0]= Zona norte [Bloque mensual 4]

Zona3 [Bloque mensual 1]= Zona norte [Bloque mensual 0]

Zona3 [Bloque mensual 2]= Zona norte [Bloque mensual 1]

Zona3 [Bloque mensual 3]= Zona norte [Bloque mensual 2]

Zona3 [Bloque mensual 4]= Zona norte [Bloque mensual 3]

Zona 4

Los generadores son del mismo tipo que en la zona norte. La caracterización de la velocidad del viento es la siguiente:

Zona4 [Bloque mensual 0]= Zona norte [Bloque mensual 3]

Zona4 [Bloque mensual 1]= Zona norte [Bloque mensual 4]

Zona4 [Bloque mensual 2]= Zona norte [Bloque mensual 0]

Zona4 [Bloque mensual 3]= Zona norte [Bloque mensual 1]

Zona4 [Bloque mensual 4]= Zona norte [Bloque mensual 2]

Zona 5

Los generadores son del mismo tipo que en la zona sur. La caracterización de la velocidad del viento es la siguiente:

Zona5 [Bloque mensual 0]= Zona sur [Bloque mensual 4]

Zona5 [Bloque mensual 1]= Zona sur [Bloque mensual 0]

Zona5 [Bloque mensual 2]= Zona sur [Bloque mensual 1]

Zona5 [Bloque mensual 3]= Zona sur [Bloque mensual 2]

Zona5 [Bloque mensual 4]= Zona sur [Bloque mensual 3]

Los valores obtenidos con el programa “13.7 Transferencia.py” están guardados en el archivo “S.Zonas.pkl”

Los resultados obtenidos al correr el programa “13.8 Análisis de resultados.py” son los siguientes:

PEinst	Fu	FPE	PEmed	FPT	FPfuta	PEV	PCC	
0	0.2	0	0	1	0.61	0	0	
100	0.25	0.47	47	1	0.61	0	0	
200	0.3	0.47	94	1	0.61	0	0	
300	0.34	0.47	142	1	0.61	0	0	
400	0.39	0.47	189	1	0.61	0	0	
500	0.44	0.47	237	1	0.61	0	0	
600	0.49	0.48	285	1	0.61	0	0	
650	0.51	0.47	308	1	0.61	0	0	
700	0.53	0.47	332	1	0.61	0	0	
750	0.56	0.47	355	1	0.61	0	0	Límite 1
800	0.58	0.47	378	1	0.61	0	0	
850	0.6	0.47	403	1	0.61	0	0	
900	0.63	0.47	426	0.99	0.61	0	0	
950	0.65	0.47	450	0.99	0.61	0	0	
1000	0.67	0.47	473	0.98	0.61	0	0	
1050	0.69	0.47	497	0.98	0.61	0	0	
1100	0.71	0.47	519	0.97	0.61	0	0	
1150	0.73	0.47	542	0.97	0.61	1	0	Inflexión
1200	0.75	0.47	566	0.96	0.6	2	0	
1250	0.76	0.47	587	0.95	0.6	4	0	
1300	0.78	0.47	608	0.94	0.6	6	0	
1350	0.79	0.47	630	0.93	0.6	9	0	
1400	0.81	0.47	651	0.92	0.59	12	0	
1600	0.86	0.45	723	0.88	0.58	34	0	
1800	0.89	0.43	782	0.83	0.57	69	0	
2000	0.92	0.41	829	0.8	0.56	118	0	Límite 2
2200	0.94	0.39	864	0.77	0.55	177	0	
2400	0.95	0.37	891	0.75	0.55	245	0	
2600	0.96	0.35	912	0.73	0.54	321	0	
2800	0.97	0.33	927	0.71	0.54	399	0	
10000	1	0.1	991	0.65	0.53	3750	0	
100000	1	0.01	993	0.65	0.53	46336	0	

Tabla 8-3: Resultados – Sensibilidad Zonas

En las siguientes figuras se comparan los resultados obtenidos con los del Caso Base:

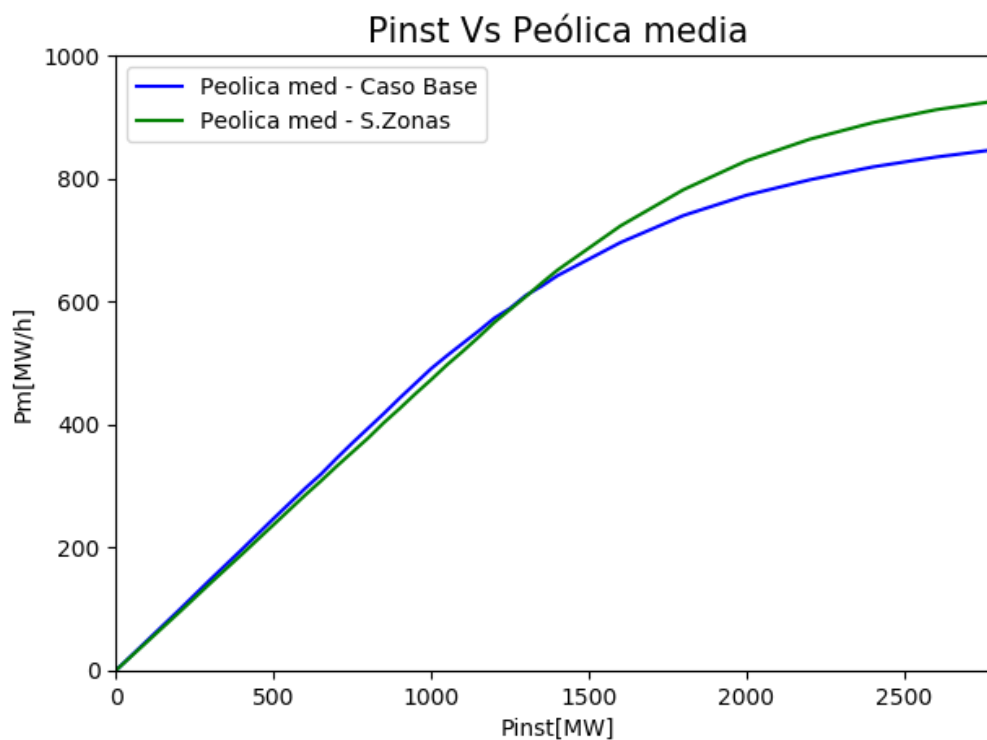


Figura 8-5: Comparación P_{med} – Sensibilidad Zonas

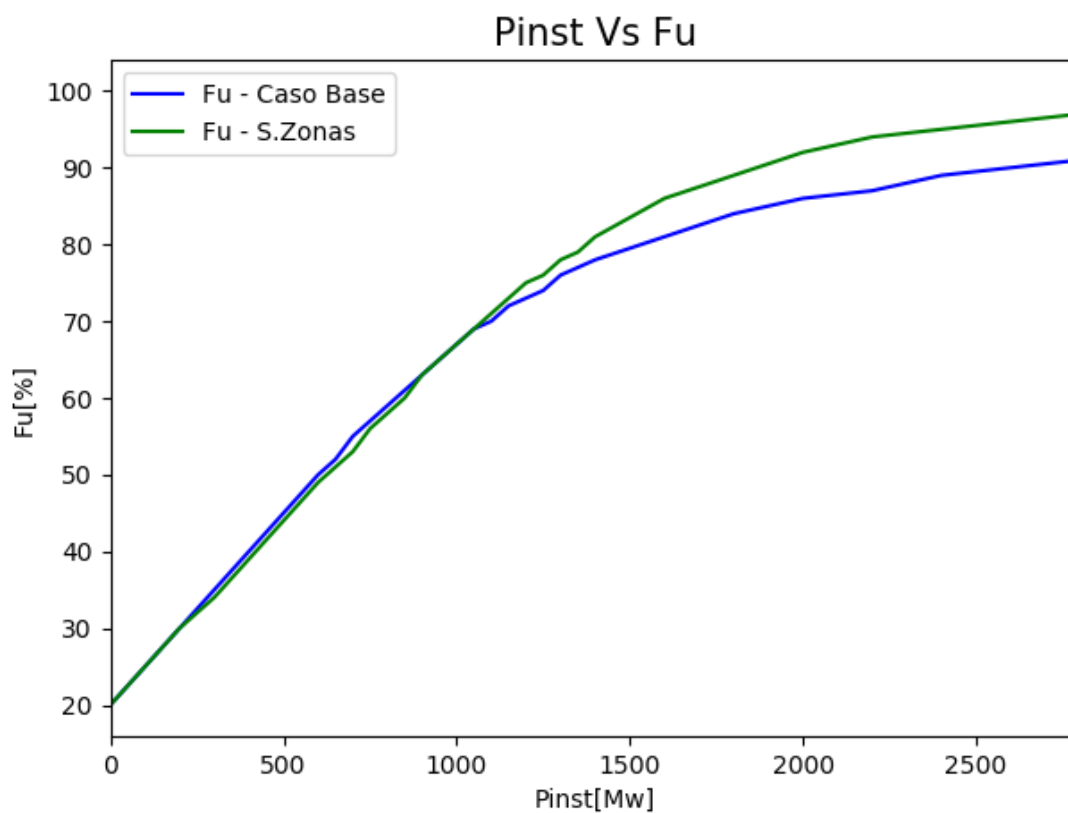


Figura 8-4: Comparación F_u – Sensibilidad Zonas

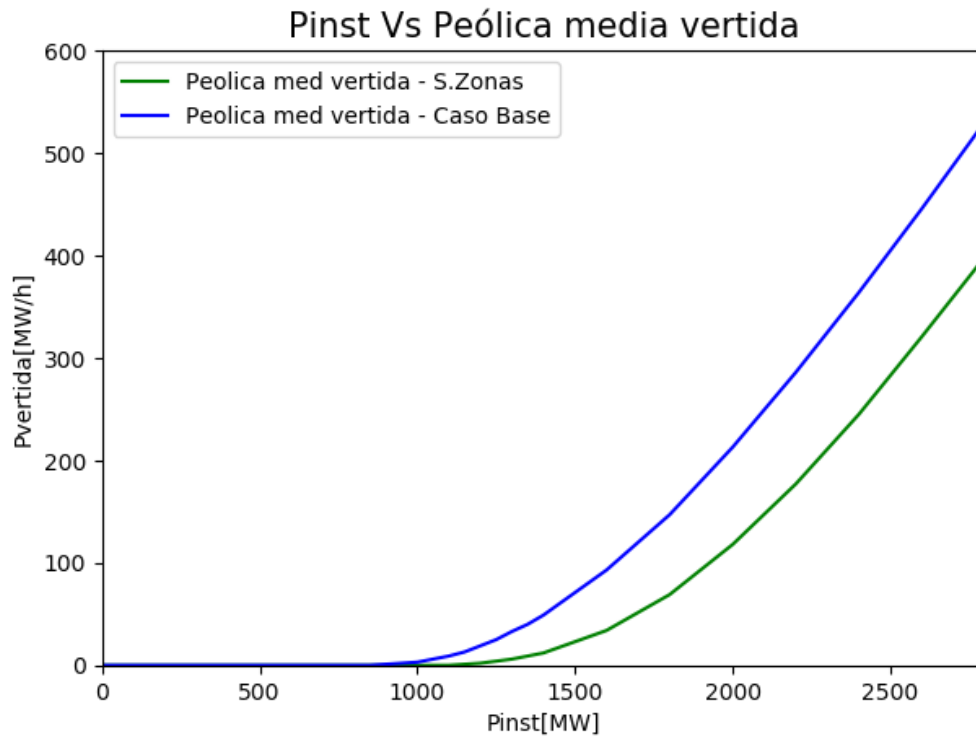


Figura 8-6: Comparación PEV – Sensibilidad Zonas

8.2.1 Análisis de los resultados

Al aumentar la cantidad de zonas independientes de generación de viento, se logran valores más altos de potencia instalada sin vertimiento eólico (“Figura 8-6”). En el “Caso Base” el *punto de inflexión Monte Carlo* se da a los 900 MW y en este caso el valor se eleva a los 1150 MW. Esto mismo se ve reflejado en que, la potencia media es mayor en el caso de más zonas independientes (“Figura 8-5”). En sintonía con estos resultados, se tiene un aumento del factor de utilización de la línea, por lo tanto, se está haciendo un mejor aprovechamiento del recurso existente (“Figura 8-4”).

8.3 SENSIBILIDAD: DISMINUCIÓN DEL PARQUE TÉRMICO

Como primera instancia se dejan fuera de servicio las 2 máquinas de Rio turbio. Por lo tanto:

Generación térmica máxima=204 MW

Generación térmica mínima=168 MW

Este cambio genera modificaciones en los límites planteados en “6.1.1 Análisis preliminar”. Los nuevos límites son:

- Límite 1: 972 MW
- Límite 2: 2255 MW
- Límite 3: 1105 MW

Los valores obtenidos con el programa “13.7 Transferencia.py” están guardados en el archivo “SR.pkl”

Los resultados obtenidos al correr el programa “13.8 Análisis de resultados.py” son los siguientes:

PEinst	Fu	FPE	PEmed	FPT	FPfuta	PEV	PCC	
0	-0.04	0	0	1	0.61	0	0	
100	0.01	0.49	49	1	0.61	0	0	
200	0.06	0.49	98	1	0.61	0	0	
300	0.11	0.49	147	1	0.61	0	0	
400	0.16	0.49	197	1	0.61	0	0	
500	0.21	0.49	246	1	0.61	0	0	
600	0.26	0.49	296	1	0.61	0	0	
650	0.28	0.5	321	1	0.61	0	0	
700	0.31	0.49	346	1	0.61	0	0	
750	0.33	0.49	370	1	0.61	0	0	
800	0.36	0.49	395	1	0.61	0	0	
850	0.38	0.49	420	1	0.61	0	0	
900	0.41	0.49	444	1	0.61	0	0	
950	0.43	0.49	469	1	0.61	0	0	
1000	0.45	0.49	492	0.99	0.61	0	0	Límite 1
1050	0.48	0.49	519	0.99	0.61	1	0	Inflexión
1100	0.49	0.49	538	0.99	0.61	2	0	
1150	0.52	0.49	562	0.99	0.6	4	0	
1200	0.54	0.49	584	0.98	0.6	7	0	
1250	0.56	0.49	606	0.98	0.6	10	0	
1300	0.57	0.48	625	0.97	0.6	15	0	
1350	0.59	0.48	646	0.97	0.59	20	0	
1400	0.61	0.47	663	0.97	0.59	26	0	
1600	0.67	0.46	728	0.95	0.58	60	0	
1800	0.71	0.43	782	0.93	0.58	104	0	
2000	0.75	0.41	827	0.92	0.57	159	0	
2200	0.78	0.39	863	0.91	0.56	223	0	Límite 2
2400	0.81	0.37	890	0.9	0.56	297	0	
2600	0.82	0.35	911	0.89	0.56	373	0	
2800	0.84	0.33	927	0.88	0.55	451	0	
10000	0.96	0.11	1067	0.84	0.53	3864	0	
100000	0.99	0.01	1103	0.83	0.53	48123	0	

Tabla 8-4: Resultados – Sensibilidad sin Río Turbio

En segunda instancia se elimina por completo la generación térmica en el sistema patagónico.

Los nuevos límites son:

- Límite 1: 1176 MW
- Límite 2: 2598 MW
- Límite 3: 1273 MW

Los valores obtenidos con el programa “13.7 Transferencia.py” están guardados en el archivo “Sin T.pkl”

Los resultados obtenidos al correr el programa “13.8 Análisis de resultados.py” son los siguientes:

PEinst	Fu	FPE	PEmed	FPfuta	PEV	PCC	
0	-0.24	0	0	0.61	0	2	
100	-0.19	0.49	49	0.61	0	0	
200	-0.14	0.49	98	0.61	0	0	
300	-0.09	0.49	148	0.61	0	0	
400	-0.04	0.49	197	0.61	0	0	
500	0	0.49	246	0.61	0	0	
600	0.05	0.49	295	0.61	0	0	
650	0.08	0.49	320	0.61	0	0	
700	0.1	0.49	346	0.61	0	0	
750	0.13	0.49	370	0.61	0	0	
800	0.15	0.49	394	0.61	0	0	
850	0.18	0.49	419	0.61	0	0	
900	0.2	0.49	444	0.61	0	0	
950	0.23	0.49	469	0.61	0	0	
1000	0.25	0.49	492	0.61	0	0	
1050	0.28	0.49	519	0.61	0	0	
1100	0.3	0.49	544	0.61	0	0	
1150	0.32	0.49	567	0.61	0	0	
1200	0.35	0.49	592	0.61	1	0	Límite 1
1250	0.37	0.49	614	0.61	2	0	
1300	0.39	0.49	638	0.61	3	0	
1350	0.41	0.49	660	0.6	6	0	
1400	0.44	0.49	683	0.6	8	0	
1600	0.51	0.48	761	0.59	28	0	
1800	0.57	0.46	828	0.59	59	0	
2000	0.63	0.44	888	0.58	102	0	
2200	0.67	0.42	932	0.57	152	0	
2400	0.71	0.41	972	0.57	211	0	
2600	0.74	0.39	1002	0.56	277	0	Límite 2
2800	0.76	0.37	1029	0.56	351	0	
10000	0.94	0.12	1221	0.54	3716	0	
100000	0.99	0.01	1269	0.53	48155	0	

Tabla 8-5: Resultados - Sensibilidad sin parque térmico

En las siguientes gráficas se comparan los resultados obtenidos con los del “Caso Base”:

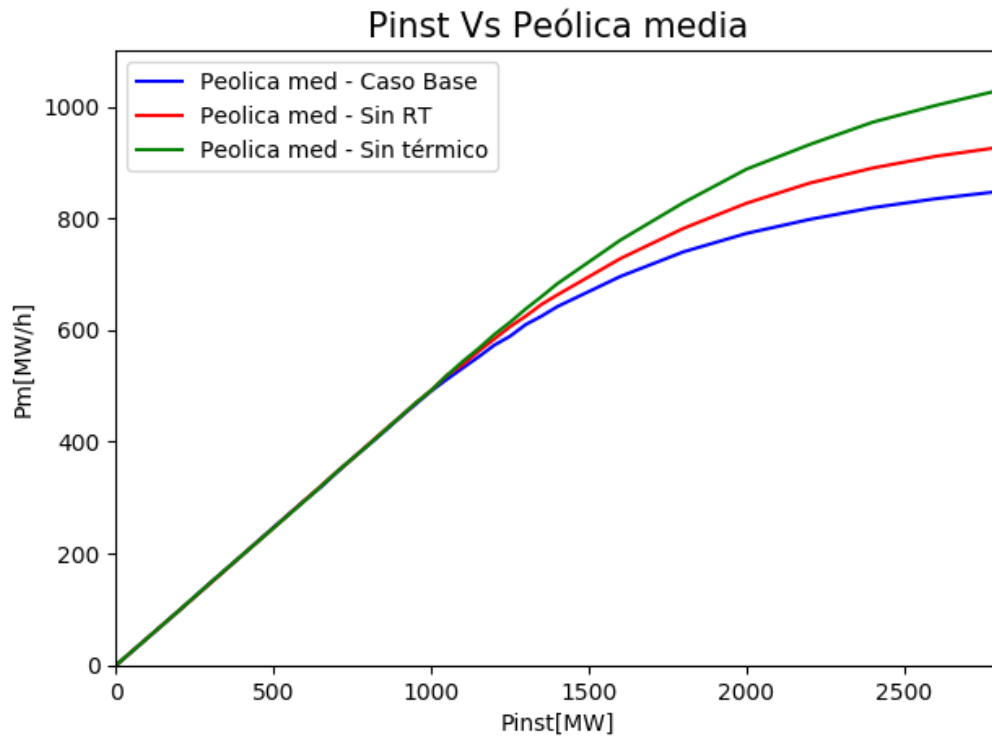


Figura 8-7: Comparación P_{med} – Sensibilidad Térmica

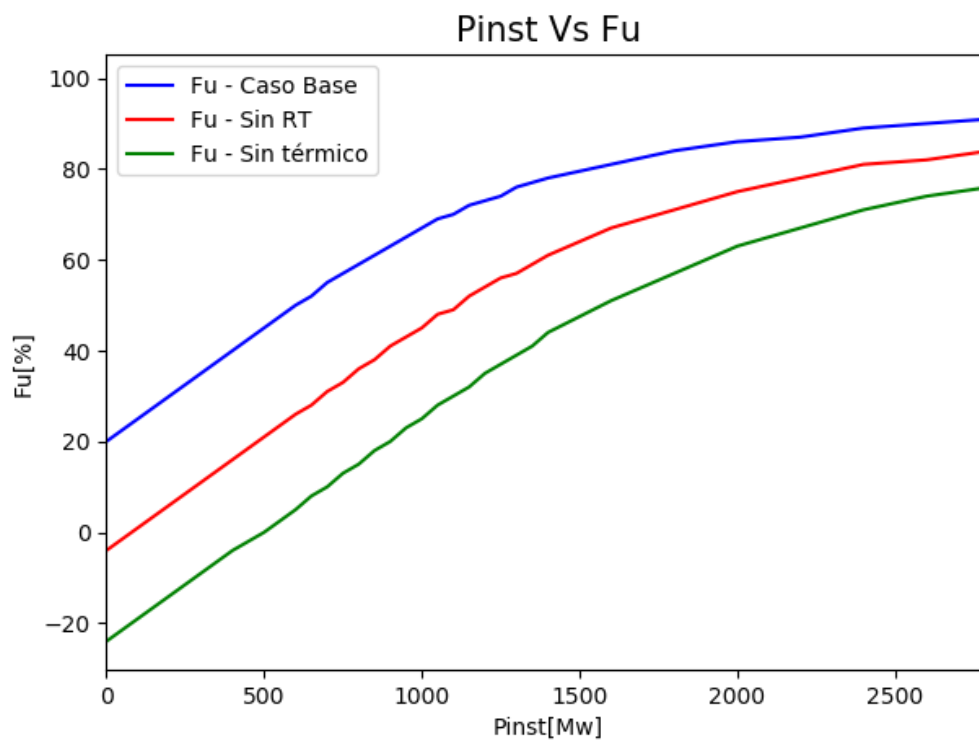


Figura 8-8: Comparación F_u – Sensibilidad térmica

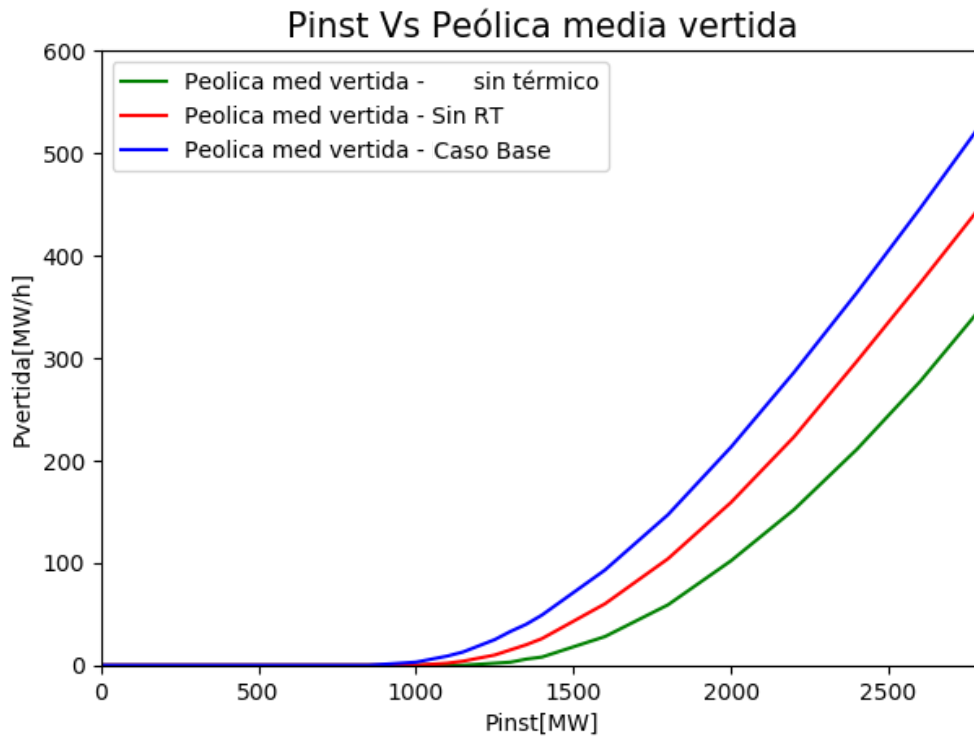


Figura 8-9: Comparación PEV – Sensibilidad térmica

8.3.1 Análisis de los resultados

Al disminuir el parque térmico es posible introducir más energía eólica sin que se supere el límite de exportación, sin que exista vertimiento (“Figura 8-9”). Esto mismo implica que el decaimiento del factor de planta eólico sea más lento y se alcancen mayores valores de potencia media (“Figura 8-7”). Sin embargo, esto es a expensas de un aprovechamiento menor del vínculo de transmisión. La generación térmica es constante y controlable, mientras que la eólica es intermitente. Por lo que al disminuir la generación térmica se disminuye el factor de utilización de la línea (“Figura 8-8”).

Al tener menor generación térmica, también lo es la modulación con la que se cuenta. Por lo tanto, cuando la transmisión supera los 1000 MW son menos las veces que se logra, a través de la modulación, llevar la transmisión a valores aceptables. Esto implica que el *punto de inflexión Monte Carlo* en el que comienza el vertido eólico sea muy cercano al Límite 1.

Por otro lado, es importante notar que tanto para el caso en que se retira Rio Turbio y en el que se retira por completo la generación térmica, la Potencia de media de Corte de Carga (“PCC”) es siempre cero (ver “Tabla 8-4” y “Tabla 8-5”). Esto quiere decir que, al eliminar la generación térmica del sistema patagónico no existe el riesgo de que la importación de potencia por el vínculo sea mayor a 450 MW (límite de importación).

8.4 SENSIBILIDAD: MAYOR MODULACIÓN HIDRÁULICA

En esta sección se considera la construcción de un embalse compensador en Futaleufú. Esto permite eliminar la restricción del 20% de máxima variación. Se toma como valor normal la máxima potencia instalada y se le permite modular hasta los 0 MW

Máxima generación Futaleufú= 472 MW

Mínima generación Futaleufú= 0 MW

Los valores obtenidos con el programa “13.7 Transferencia.py” están guardados en el archivo “Mod F.pkl”

Los resultados obtenidos al correr el programa “13.8 Análisis de resultados.py” son los siguientes:

PEinst	Fu	FPE	PEmed	FPT	FPfuta	PEV	PCC	
0	0.39	0	0	1	1	0	0	
100	0.43	0.49	49	1	1	0	0	
200	0.48	0.49	98	1	1	0	0	
300	0.53	0.49	148	1	1	0	0	
400	0.58	0.49	197	1	1	0	0	
500	0.63	0.49	246	1	1	0	0	
600	0.68	0.49	296	1	1	0	0	
650	0.7	0.49	321	0.99	1	0	0	
700	0.72	0.49	345	0.99	1	0	0	
750	0.74	0.49	368	0.98	1	0	0	Límite 1
800	0.76	0.49	395	0.96	1	0	0	
850	0.78	0.49	419	0.95	0.99	0	0	
900	0.79	0.49	443	0.94	0.98	0	0	
950	0.81	0.49	469	0.93	0.97	0	0	
1000	0.82	0.49	494	0.92	0.95	0	0	
1050	0.83	0.49	518	0.9	0.94	0	0	
1100	0.84	0.49	541	0.89	0.92	0	0	
1150	0.85	0.5	569	0.88	0.9	0	0	
1200	0.86	0.49	592	0.87	0.88	0	0	Inflexión
1250	0.87	0.49	616	0.86	0.85	1	0	
1300	0.87	0.49	639	0.85	0.83	2	0	
1350	0.88	0.49	661	0.83	0.8	5	0	
1400	0.89	0.49	683	0.82	0.78	8	0	
1600	0.9	0.47	758	0.79	0.69	30	0	
1800	0.91	0.46	821	0.77	0.6	64	0	
2000	0.92	0.44	878	0.75	0.51	109	0	Límite 2
2200	0.93	0.42	922	0.74	0.45	162	0	
2400	0.94	0.4	959	0.73	0.39	223	0	
2600	0.94	0.38	988	0.73	0.35	295	0	
2800	0.95	0.36	1010	0.72	0.32	369	0	
10000	0.99	0.12	1186	0.67	0.07	3751	0	
100000	1	0.01	1231	0.65	0.01	48118	0	

Tabla 8-6: Resultados – Sensibilidad Modulación Futaleufú

Estos resultados presentan un error importante. A pesar de la construcción del embalse compensador, el factor de planta de Futaleufú debe quedar dentro de los límites que se establecieron en “4.1.4.1.2 Factor de planta”:

$$FP_{Futa\ max} = 0,61$$

$$FP_{Futa\ min} = 0,5$$

Para valores más grandes, se estaría turbinando más agua de la que recibe la central y para valores menores, habría vertimiento hidráulico.

Por lo tanto, los resultados deben ser ajustados. Si el FP_{futa} es mayor a 0.61 quiere decir que hay un “excedente” de generación en Futaleufú. Para poder cambiar el FP_{futa} a 0.61 se deben modificar las otras variables:

- El factor de utilización (F_u) deberá ser menor ya que se le debe “restar” el excedente.
- El vertido eólico (PEV) no debe ser modificado. Ya que como se permitió que Futaleufú modulara entre su máximo y cero, la veces que se vertió energía eólica Futaleufú ya estaba en cero. Por lo tanto, modificar el vertido eólico sería un error. Por el mismo motivo no se debe modificar la potencia media eólica (PE_{med}) ni el factor de planta eólico (FPE)

Es factible reducir la generación de Futaleufú a un $FP=0.61$ sin incurrir en cortes de cargas, ya que se estaría en un caso idéntico al del escenario 1 en el que la Potencia media de Corte de Carga siempre fue nula.

En el caso de que el FP_{futa} sea menor a 0.5, implica que existe un “faltante” de generación en Futaleufú. Para poder cambiar el FP_{futa} a 0.5 se deben modificar las siguientes variables:

- El vertido eólico (PEV) debe aumentar, este “faltante” debe ser asumido por la generación eólica.
- Por el mismo motivo, la potencia media eólica (PE_{med}) y el factor de planta eólico (FPE) van a disminuir.

Estos ajustes se hacen de la siguiente forma:

Si $FP_{futa} > 0.61$:

$$\text{excedente} = (FP_{futa} - 0.61) * 472$$

$FP_{futa} = 0.61$ # Se fija el factor de planta en su valor máximo

$$F_u = F_u - \text{excedente} / 1000$$

Si no:

Si $FP_{futa} < 0.5$:

$$\text{Faltante} = (0.5 - FP_{futa}) * 472$$

$FP_{futa} = 0.5$ # Se fija el factor de planta en su valor mínimo

$PEV = PEV + \text{faltante}$ # Potencia eólica vertida

$FPE = FPE - \text{faltante} / PE_{instalada}$ # Factor de planta eólico

$PE_{med} = PE_{med} - \text{faltante}$ # Potencia media eólica

Luego de realizar estos ajustes, los resultados son los siguientes:

PEinst	Fu	FPE	PEmed	FPT	FPfuta	PEV	PCC	
0	0.21	0	0	1	0.61	0	0	
100	0.25	0.49	49	1	0.61	0	0	
200	0.3	0.49	98	1	0.61	0	0	
300	0.35	0.49	148	1	0.61	0	0	
400	0.4	0.49	197	1	0.61	0	0	
500	0.45	0.49	246	1	0.61	0	0	
600	0.5	0.49	296	1	0.61	0	0	
650	0.52	0.49	321	0.99	0.61	0	0	
700	0.54	0.49	345	0.99	0.61	0	0	
750	0.56	0.49	368	0.98	0.61	0	0	Límite 1
800	0.58	0.49	395	0.96	0.61	0	0	
850	0.6	0.49	419	0.95	0.61	0	0	
900	0.62	0.49	443	0.94	0.61	0	0	
950	0.64	0.49	469	0.93	0.61	0	0	
1000	0.66	0.49	494	0.92	0.61	0	0	
1050	0.67	0.49	518	0.9	0.61	0	0	
1100	0.69	0.49	541	0.89	0.61	0	0	
1150	0.71	0.5	569	0.88	0.61	0	0	
1200	0.73	0.49	592	0.87	0.61	0	0	
1250	0.76	0.49	616	0.86	0.61	1	0	Inflexión
1300	0.77	0.49	639	0.85	0.61	2	0	
1350	0.79	0.49	661	0.83	0.61	5	0	
1400	0.81	0.49	683	0.82	0.61	8	0	
1600	0.86	0.47	758	0.79	0.61	30	0	
1800	0.91	0.46	821	0.77	0.6	64	0	
2000	0.92	0.44	878	0.75	0.51	109	0	Límite 2
2200	0.93	0.41	898	0.74	0.5	186	0	
2400	0.94	0.38	907	0.73	0.5	275	0	
2600	0.94	0.35	917	0.73	0.5	366	0	
2800	0.95	0.33	925	0.72	0.5	454	0	
10000	0.99	0.1	983	0.67	0.5	3954	0	
100000	1	0.01	1000	0.65	0.5	48349	0	

Tabla 8-7: Resultados ajustados – Sensibilidad Modulación Futaleufú

En las siguientes gráficas se comparan los resultados obtenidos con los del Caso Base:

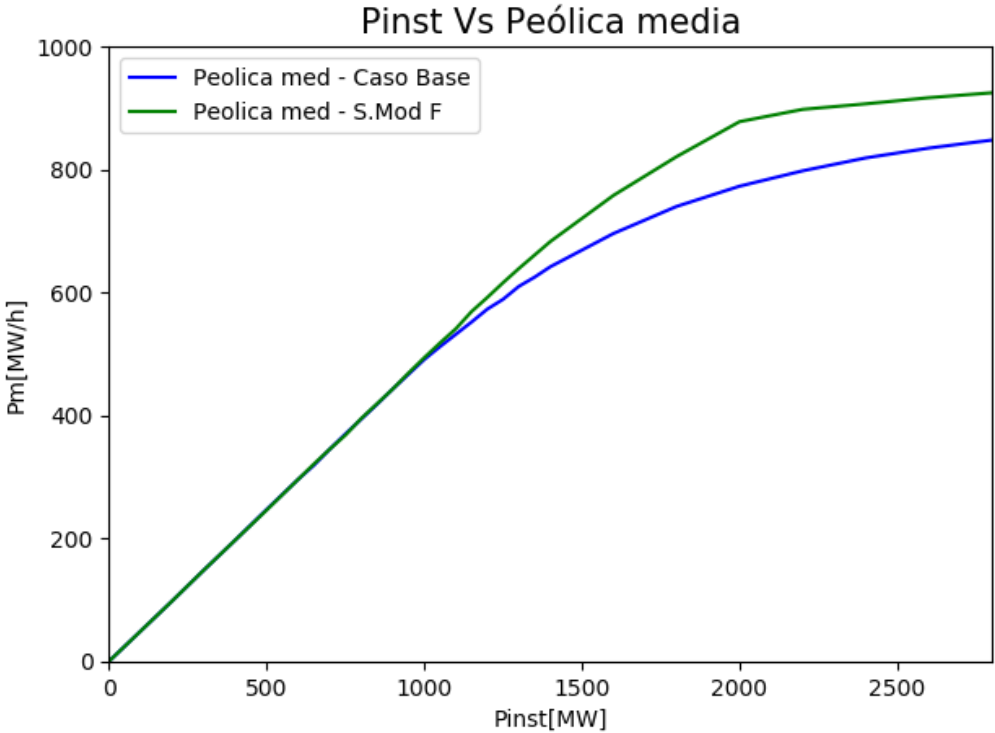


Figura 8-10: Comparación PEmed – Sensibilidad: Modulación Futaleufú

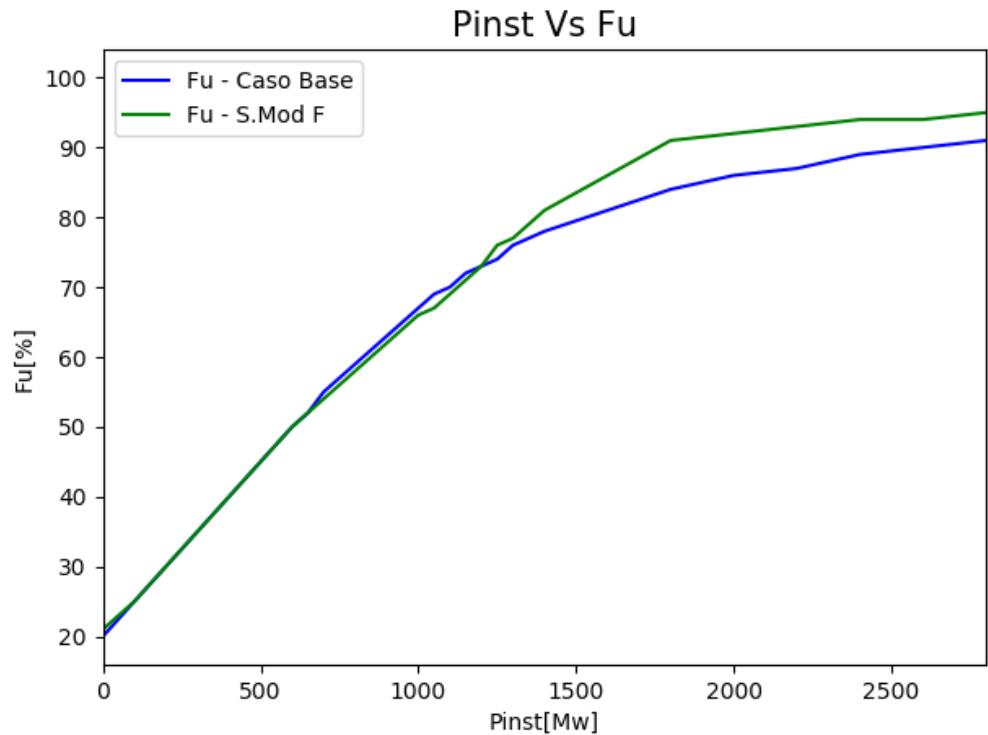


Figura 8-11: Comparación Fu – Sensibilidad: Modulación Futaleufú

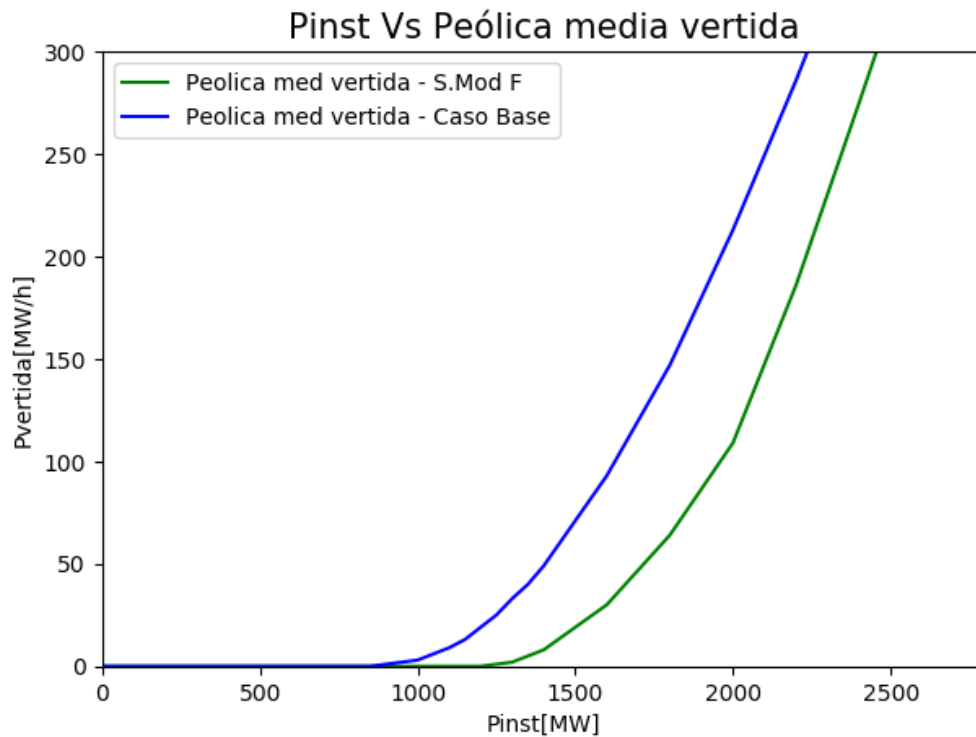


Figura 8-12: Comparación PEV – Sensibilidad: Modulación Futaleufú

8.4.1 Análisis de resultados

Tener un gran parque eólico aparejado a una “batería” hidráulica de 472MW conlleva importantes beneficios. La amplia capacidad de modulación de Futaleufú permite compensar la intermitencia del recurso eólico. Esto se refleja en un aumento de la potencia media eólica (el *punto de inflexión Monte Carlo* asciende a los 1200MW) y un aumento del factor de utilización de la línea, ya que la modulación permite reducir la potencia eólica vertida y aumentar la generación hidráulica en los momentos en los que el vínculo está descargado (“Figura 8-10”, “Figura 8-11” y “Figura 8-12”).

9 ESTUDIO DE SENSIBILIDAD ECONÓMICOS

Tanto para el enfoque Individual como para el Global, se estudia que ocurre al considerar una tasa de descuento de un 8%, de un 10%, de un 14% y de un 16%.

9.1 SENSIBILIDAD: ENFOQUE GLOBAL

A través del programa “13.9 Analisis economico global.py” se obtienen los siguientes resultados:

PEinst	VAN 8%	VAN 10%	VAN 12%	VAN 14%	VAN 16%	
700	\$ 361.096.045	\$ 215.616.286	\$ 94.273.944	-\$ 7.762.860	-\$ 94.237.760	Límite 1
750	\$ 383.309.426	\$ 227.836.924	\$ 98.159.796	-\$ 10.885.732	-\$ 103.300.400	
800	\$ 410.353.289	\$ 244.350.001	\$ 105.889.312	-\$ 10.542.314	-\$ 109.216.600	
850	\$ 436.628.496	\$ 260.180.039	\$ 113.007.201	-\$ 10.750.474	-\$ 115.633.500	
900	\$ 462.450.126	\$ 275.607.021	\$ 119.764.173	-\$ 11.284.114	-\$ 122.345.900	
950	\$ 476.233.805	\$ 280.336.901	\$ 116.942.426	-\$ 20.456.028	-\$ 136.899.500	Inflexión 12%
1000	\$ 498.714.966	\$ 292.795.494	\$ 121.041.353	-\$ 23.386.745	-\$ 145.787.700	
1050	\$ 515.731.688	\$ 300.398.304	\$ 120.792.171	-\$ 30.238.670	-\$ 158.235.400	
1100	\$ 527.676.658	\$ 303.494.280	\$ 116.507.343	-\$ 40.730.017	-\$ 173.986.700	
1150	\$ 539.180.747	\$ 306.198.485	\$ 111.871.703	-\$ 51.537.734	-\$ 190.025.200	
1200	\$ 548.030.675	\$ 306.544.161	\$ 105.124.120	-\$ 64.250.042	-\$ 207.792.500	Inflexión 10%
1250	\$ 553.673.893	\$ 304.040.307	\$ 95.824.924	-\$ 79.263.442	-\$ 227.648.600	Inflexión 8%
1300	\$ 545.257.240	\$ 289.042.645	\$ 75.338.146	-\$ 104.366.019	-\$ 256.663.000	
1350	\$ 546.757.932	\$ 282.857.681	\$ 62.742.700	-\$ 122.352.041	-\$ 279.217.500	
1400	\$ 536.898.746	\$ 266.578.161	\$ 41.108.083	-\$ 148.489.760	-\$ 309.171.500	
1450	\$ 528.731.307	\$ 251.801.954	\$ 20.819.607	-\$ 173.413.504	-\$ 338.023.600	
1500	\$ 511.428.438	\$ 228.907.868	-\$ 6.738.022	-\$ 204.892.710	-\$ 372.826.300	
1550	\$ 490.562.002	\$ 202.847.144	-\$ 37.131.219	-\$ 238.929.085	-\$ 409.950.200	
1600	\$ 474.728.864	\$ 181.259.082	-\$ 63.519.370	-\$ 269.353.633	-\$ 443.795.600	
1650	\$ 451.242.565	\$ 152.870.309	-\$ 95.997.219	-\$ 305.269.987	-\$ 482.626.000	
1700	\$ 424.360.338	\$ 121.463.863	-\$ 131.177.244	-\$ 343.623.214	-\$ 523.668.500	
1750	\$ 394.158.708	\$ 87.107.747	-\$ 168.998.550	-\$ 384.358.399	-\$ 566.873.100	
1800	\$ 360.786.582	\$ 49.934.281	-\$ 209.342.653	-\$ 427.368.692	-\$ 612.143.000	
1850	\$ 330.566.385	\$ 15.561.666	-\$ 247.178.734	-\$ 468.117.201	-\$ 655.359.800	
1900	\$ 297.818.755	-\$ 21.056.862	-\$ 287.025.918	-\$ 510.679.363	-\$ 700.222.800	Límite 2
1950	\$ 260.896.263	-\$ 61.385.236	-\$ 330.195.083	-\$ 556.237.350	-\$ 747.805.300	
2000	\$ 224.409.794	-\$ 101.326.153	-\$ 373.017.300	-\$ 601.482.453	-\$ 795.103.800	
2050	\$ 180.698.780	-\$ 147.686.908	-\$ 421.588.161	-\$ 651.911.793	-\$ 847.108.200	
2100	\$ 144.127.396	-\$ 187.703.282	-\$ 464.477.947	-\$ 697.217.830	-\$ 894.461.900	
2150	\$ 95.505.812	-\$ 238.427.642	-\$ 516.956.198	-\$ 751.170.930	-\$ 949.665.000	
2200	\$ 50.431.490	-\$ 285.999.852	-\$ 566.611.857	-\$ 802.578.562	-\$ 1.002.557.000	

Tabla 9-1: Sensibilidad Tasa de descuento – Enfoque Global

Estos resultados se observan en la siguiente gráfica.

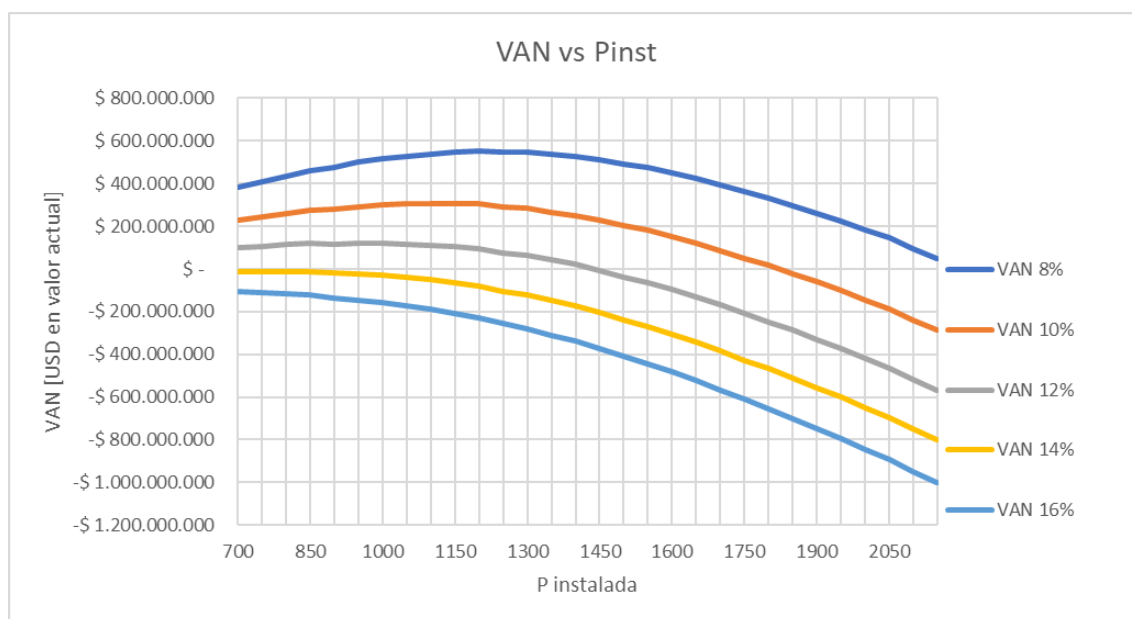


Figura 9-1: Sensibilidad tasa de descuento – Enfoque Global

9.1.1 Análisis de resultados

Los *Límites 1 y 2* (732 MW y 2010 MW respectivamente) calculados en “6.1.1 Análisis preliminar” determinan el rango dentro del cual comienza a existir el vertido eólico. La forma en la cual varía el factor de planta eólico influye en el estudio económico. Sin embargo, este no es el único factor. Las hipótesis económicas, como la tasa de descuento, tienen una gran influencia en el *punto de inflexión económico*, nivel de penetración en el cual el VAN es máximo. Para valores de tasas de descuento realistas (8%, 10%, 12%), el punto de inflexión económico se encuentra dentro de los *Límite 1 y 2*. Para tasas más altas ningún proyecto es rentable, ya que el VAN es siempre negativo.

9.1 SENSIBILIDAD: ENFOQUE INDIVIDUAL

A través del programa “13.1 Analisis economico Individual.py” se obtienen los siguientes resultados:

PEinst	VAN 8%	VAN 10%	VAN 12%	VAN 14%	VAN 16%	
700+50	\$ 25.832.178	\$ 15.436.355	\$ 6.765.366	-\$ 526.071	-\$ 6.705.471	Límite 1
750 + 50	\$ 25.611.930	\$ 15.240.640	\$ 6.590.112	-\$ 684.117	-\$ 6.848.936	
800 + 50	\$ 24.695.852	\$ 14.426.599	\$ 5.861.179	-\$ 1.341.483	-\$ 7.445.649	
850 + 50	\$ 23.293.567	\$ 13.180.508	\$ 4.745.367	-\$ 2.347.744	-\$ 8.359.066	
900 + 50	\$ 21.769.108	\$ 11.825.851	\$ 3.532.340	-\$ 3.441.675	-\$ 9.352.066	
950 + 50	\$ 19.146.709	\$ 9.495.549	\$ 1.445.670	-\$ 5.323.474	-\$ 11.060.238	Inflexión 12%
1000 + 50	\$ 17.052.437	\$ 7.634.547	-\$ 220.763	-\$ 6.826.296	-\$ 12.424.402	
1050 + 50	\$ 14.025.773	\$ 4.945.009	-\$ 2.629.110	-\$ 8.998.190	-\$ 14.395.904	
1100 + 50	\$ 9.079.841	\$ 549.981	-\$ 6.564.638	-\$ 12.547.324	-\$ 17.617.575	Inflexión 10%
1150 + 50	\$ 6.308.980	-\$ 1.912.247	-\$ 8.769.441	-\$ 14.535.658	-\$ 19.422.453	
1200 + 50	\$ 1.601.845	-\$ 6.095.076	-\$ 12.514.956	-\$ 17.913.435	-\$ 22.488.577	Inflexión 8%
1250 + 50	-\$ 864.027	-\$ 8.286.288	-\$ 14.477.077	-\$ 19.682.913	-\$ 24.094.793	
1300 + 50	-\$ 6.684.495	-\$ 13.458.442	-\$ 19.108.482	-\$ 23.859.603	-\$ 27.886.117	
1350 + 50	-\$ 7.581.936	-\$ 14.255.921	-\$ 19.822.585	-\$ 24.503.594	-\$ 28.470.691	
1400 + 50	-\$ 10.703.812	-\$ 17.030.066	-\$ 22.306.694	-\$ 26.743.811	-\$ 30.504.212	
1450 + 50	-\$ 15.288.272	-\$ 21.103.886	-\$ 25.954.596	-\$ 30.033.559	-\$ 33.490.429	
1500 + 50	-\$ 14.693.972	-\$ 20.575.782	-\$ 25.481.705	-\$ 29.607.097	-\$ 33.103.315	
1550 + 50	-\$ 21.063.364	-\$ 26.235.717	-\$ 30.549.895	-\$ 34.177.688	-\$ 37.252.196	
1600 + 50	-\$ 25.965.529	-\$ 30.591.854	-\$ 34.450.598	-\$ 37.695.416	-\$ 40.445.359	
1650 + 50	-\$ 22.941.448	-\$ 27.904.611	-\$ 32.044.306	-\$ 35.525.376	-\$ 38.475.539	
1700 + 50	-\$ 26.837.824	-\$ 31.366.988	-\$ 35.144.692	-\$ 38.321.363	-\$ 41.013.553	
1750 + 50	-\$ 29.218.912	-\$ 33.482.858	-\$ 37.039.348	-\$ 40.030.000	-\$ 42.564.541	
1800 + 50	-\$ 31.754.641	-\$ 35.736.145	-\$ 39.057.053	-\$ 41.849.606	-\$ 44.216.259	
1850 + 50	-\$ 37.609.503	-\$ 40.938.861	-\$ 43.715.826	-\$ 46.050.977	-\$ 48.029.987	
1900 + 50	-\$ 35.005.344	-\$ 38.624.768	-\$ 41.643.671	-\$ 44.182.267	-\$ 46.333.696	
1950 + 50	-\$ 40.994.310	-\$ 43.946.651	-\$ 46.409.152	-\$ 48.479.869	-\$ 50.234.776	Límite 2
2000 + 50	-\$ 38.418.471	-\$ 41.657.723	-\$ 44.359.531	-\$ 46.631.482	-\$ 48.556.932	
2050 + 50	-\$ 42.525.200	-\$ 45.307.023	-\$ 47.627.297	-\$ 49.578.416	-\$ 51.231.964	
2100 + 50	-\$ 43.072.199	-\$ 45.793.094	-\$ 48.062.549	-\$ 49.970.935	-\$ 51.588.267	
2150 + 50	-\$ 44.699.805	-\$ 47.239.409	-\$ 49.357.652	-\$ 51.138.883	-\$ 52.648.454	

Tabla 9-2: Sensibilidad Tasa de descuento – Enfoque Individual

Estos resultados se observan en la siguiente gráfica.

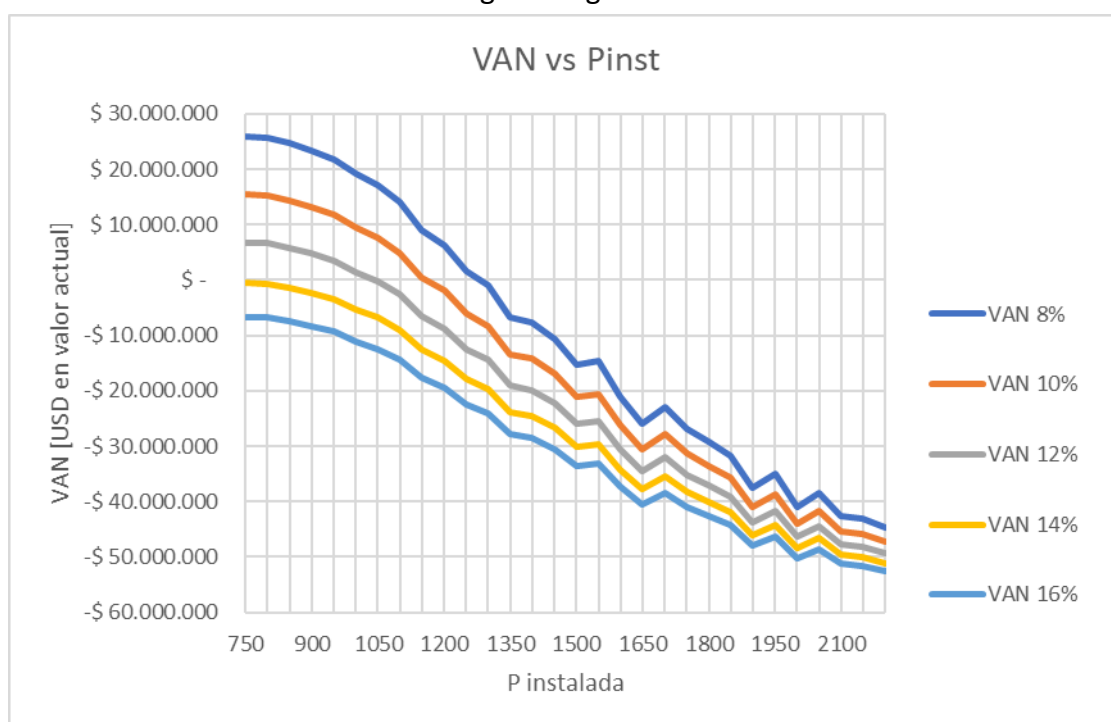


Figura 9-2: Sensibilidad Tasa de descuento – Enfoque Individual

9.1 Análisis de resultados

El análisis es el mismo que el del enfoque global, con la diferencia de que en este caso el *punto de inflexión económico* se da cuando el VAN pasa de ser positivo a negativo.

La única diferencia que se aprecia es que, para una tasa de descuento igual a 10%, el enfoque individual determina el *punto de inflexión económico* a los 1150 MW, mientras que el enfoque global lo hace a los 1200 MW. Esto se debe a que en el enfoque global el *punto de inflexión económico* está muy cerca de los 1050 MW y por una cuestión del error inherente al método termina siendo 1200 MW.

10 CONCLUSIONES

La intermitencia de los recursos renovables exige una reestructuración de los sistemas de potencia, desde la proyección hasta operación de estos. En este proyecto se trabajó en un enfoque distinto al convencional para determinar la máxima penetración eólica en el sistema patagónico. Actualmente el paradigma consiste en adaptar las fuentes intermitentes de energía, para ser usados en modelos en los que las fuentes de energías son controlables. Con este método es que, en “6.1.1 Análisis preliminar”, se calcularon los *Límites 1 y 2* (732 MW y 2010 MW respectivamente). Como se demostró en este proyecto, el Límite 1 representa un valor conservador (pesimistas) en el que se asegura la inexistencia de vertido eólico y el Límite 2 es demasiado optimistas ya que implica elevados valores de vertido eólico. En el momento en que finaliza este proyecto (mediados del 2018), se han adjudicado 740 MW eólicos en sistema patagónico a través de los planes RenovAr, sumados a los 140 MW que ya están instalado en la Patagonia (Rawson, Loma Blanca IV, Diadema y El Tordillo) dan un total de 880 MW. Este valor es comparable al *Límite 1* (732 MW).

El método Monte Carlo permite generar un modelo que procese estas fuentes de energía conservando su característica principal: la intermitencia. Para lograrlo se apoya en un importante registro estadístico de las variables estocásticas (no controlables): La velocidad del viento y la demanda del sistema patagónico.

Los resultados obtenidos demuestran que el límite de penetración de un recurso intermitente no es estricto, sino que es un “límite blando”. Cada MW extra que se instale implicará una mayor generación de energía, maximizará los factores de utilización del sistema de transmisión y por lo tanto traerá mayores beneficios económicos. Sin embargo, a partir de cierta penetración, existe un punto de inflexión en el que la rentabilidad del próximo MW instalado comienza a disminuir. Este *punto de inflexión Monte Carlo* se va a ubicar entre el *Límite 1* y el *Límite 2*, dependiendo de ciertas variables, y la única forma de determinarlo es a través de estudios que incorporen la componente intermitente, tal como lo hace el método Monte Carlo.

Los estudios de sensibilidad permitieron demostrar la influencia de las variables claves:

- Distribuir la potencia eólica instalada en un mayor número de zonas independientes, mejora el factor de utilización de la línea y aumenta el *punto de inflexión Monte Carlo* en el que la rentabilidad del MW instalado comienza a disminuir. En comparación con el caso base, el punto de inflexión se acerca más al *Límite 2*. Si se tendrían infinitas zonas de generación independientes, la potencia eólica generada sería constante (ya que las fluctuaciones se cancelarían). En este caso sumamente teórico, el punto de inflexión sería igual al *Límite 2*.
- Es posible reemplazar progresivamente la totalidad de la generación térmica del sistema patagónico por generación eólica. Un sistema que conjuga generación

eólica e hidráulica, junto con la fundamental regulación del resto del SADI (que principalmente está constituido por un importante parque térmico), es estable. Esto significa que, en esta condición, no se transgrede el límite de transmisión inferior del vínculo Puerto Madryn - Choele Choel (-450MW). Es importante aclarar que cuanto mayor sea el grado de penetración del recurso intermitente, mayor deberá ser la reserva destinada a la regulación de frecuencia. A su vez, disminuir la capacidad de modulación hace que el *punto de inflexión Monte Carlo* se acerque al *Límite 1*.

- La central más importante de la Patagonia es Futaleufú. Represente una importante “batería” que puede modular las variaciones introducidas por la generación eólica. La principal restricción de esta central es su límite de modulación diario (20%). La construcción de un embalse compensador permitiría eliminar esta restricción y así elevar el factor de utilización de la línea y aumentar el *punto de inflexión Monte Carlo* en el que la rentabilidad del MW eólico instalado comienza a disminuir, acercándolo al *Límite 2*. Un estudio económico permitiría evaluar la conveniencia de realizar esta obra.

Por otro lado, el modelo Monte Carlo permite extraer información horaria, como se detalló brevemente en “6.3.2 Análisis horario”. Se vierte energía eólica principalmente en la estación invierno, cuando Futaleufú está en su máximo técnico y entre las horas 2 y 9, en las que la demanda es mínima. Esta información puede ser utilizada para tomar medidas que impacten de forma eficaz en la disminución del vertido eólico y por lo tanto que aumenten el límite de penetración eólico.

El estudio económico se basa en las hipótesis económicas y en los resultados de cómo varía el factor de planta eólico para cada nivel de penetración, que fueron obtenidos mediante el estudio Monte Carlo. Se tuvieron en cuenta dos enfoques económicos distintos (Global e Individual), ambos arribaron a la misma conclusión: **la máxima potencia eólica que es rentable instalar en el sistema patagónico es 1000 MW**. 120 MW más que los 880 MW que surgen de la suma de lo que actualmente ya está instalado más lo adjudicado en las Rondas RenovAr. Para este nivel de potencia instalada las principales variables son las siguientes:

Factor de utilización del vínculo de transmisión (**Fu**) = 0,668 → **5.851.680 MWh** anuales.

Factor de planta eólico global (**FPE**) = 0,4892 → **4.285.392 MWh** anuales de energía eólica generada.

Potencia eólica media vertida (**PEV**) = 3,891 MW → **34.085 MWh** anuales de energía eólica vertida.

Factor de planta térmico (**FPT**) = 0,959 → **3.729.973 MWh** anuales de energía térmica generada.

Factor de plante de Futaleufú (**FPfuta**)= 0,6 → **2.480.832 MWh** anuales de energía generada en Futaleufú.

Estos son **valores de energía promedios anuales**. Algunos años se estará por encima y otros por debajo, pero a lo largo de los 15 años que dura el análisis económico de los proyectos, estos serán los valores promedios esperados.

La precisión de los resultados obtenidos, por el modelo Monte Carlo, está sustentada en: la calidad y cantidad de los datos estadísticos de las variables estocásticas, en los modelos que representan la generación convencional y en la determinación de los límites del sistema de transmisión. Si bien se realizó un importante esfuerzo por cumplir con estos requisitos, al ser un proyecto académico, algunas entradas debieron ser estimadas. Un ejemplo claro es la velocidad del viento, ya que sólo se contó con datos estadísticos del parque eólico Rawson. Sin embargo, la mayor riqueza de este proyecto no reside en la precisión de los resultados finales sino en el método que permite procesar los datos estocásticos, obtener resultados que se acerquen en mayor medida a la realidad y así tomar decisiones que maximicen la utilización de los sistemas de transmisión existentes.

Por último, la programación del sistema de potencia debe acompañar las hipótesis planteadas, es decir, se debe operar modulando la generación térmica e hidráulica con el fin de exportar la mayor potencia eólica dentro del límite de transmisión del vínculo Puerto Madryn – Choele Choel en 500 kv, y vertiendo energía eólica en caso de que se supere este límite. Para lograr estos objetivos puede requerirse esquemas automáticos (estilo AGC: Automatic Generation Control) que maximicen el aprovechamiento de los recursos instante a instante. Esto representa un cambio de paradigma en la forma de proyectar y operar los sistemas de potencia cuando las variables que intervienen son intermitentes.

11 BIBLIOGRAFÍA

- [1] «CAMESSA,» [En línea]. Available: <http://www.cammesa.com>.
- [2] J. Vives, D. Perrone, F. Libonati y A. Musto, «Estudio Monte Carlo para la determinación de máxima inyección renovable y operación en un SEP,» *CIGRÉ, XVI ERIAC, Argentina*, Mayo 2015.
- [3] T. Ackerman, *Wind Power in Power System..*
- [4] P. Kundur, *Power System Stability and Control*.
- [5] J. Olmedo y J. Clerc, «Costos de integración de ERNC intermitentes y estacionales: convergiendo costos privados con costos sociales».
- [6] N. S. Chain, *Preparación y Evaluación de Proyectos 5ta Edición*.
- [7] Vestas, *Maximun output at medium-wind and low-wind sites. V90-1.8/2.0 MW*.
- [8] Y. Ditkovich y A. Kuperman, «Comparison of Three Methods for Wind Turbine Capacity Factor Estimation,» *ScientificWorldJournal*, 2014.
- [9] Enercon, «E44900 Enercon».
- [10] HYCHIC, «<http://www.hychico.com.ar/esp/parque-eolico.html>,» Parque eólico Diadema. [En línea].
- [11] R. Giunti y J. Benitez, «Evaluación energética de la conexión de parques eólicos en el sistema interconectado patagónico considerando restricciones de transporte en 500kV,» *CIGRÉ, XIV ERIAC, Paraguay*, Mayo 2011.
- [12] N. Morales, P. Pena y C. Zoppolo, «Flujo de carga probabilístico para estudios de planificación de mediano plazo de la red de transmisión,» *CIGRÉ, XVI ERIAC, Argentina*, Mayo 2015.

12ANEXO: VERTIDO EÓLICO

Con el fin de analizar e interpretar la *potencia eólica media vertida* (PEV), se estudian los resultados para una potencia eólica instalada igual a 1100 MW:

PEinst	Fu	FPE	PEmed	FPT	FPfuta	PEV
1000.0	0.6684	0.4892	489.201.747	0.9590	0.6030	3.891

Estos resultados surgen de realizar el promedio de los valores que se obtuvieron cada vez que se tiraron los dados. El histograma de todos los valores de la transmisión inicial es el siguiente:

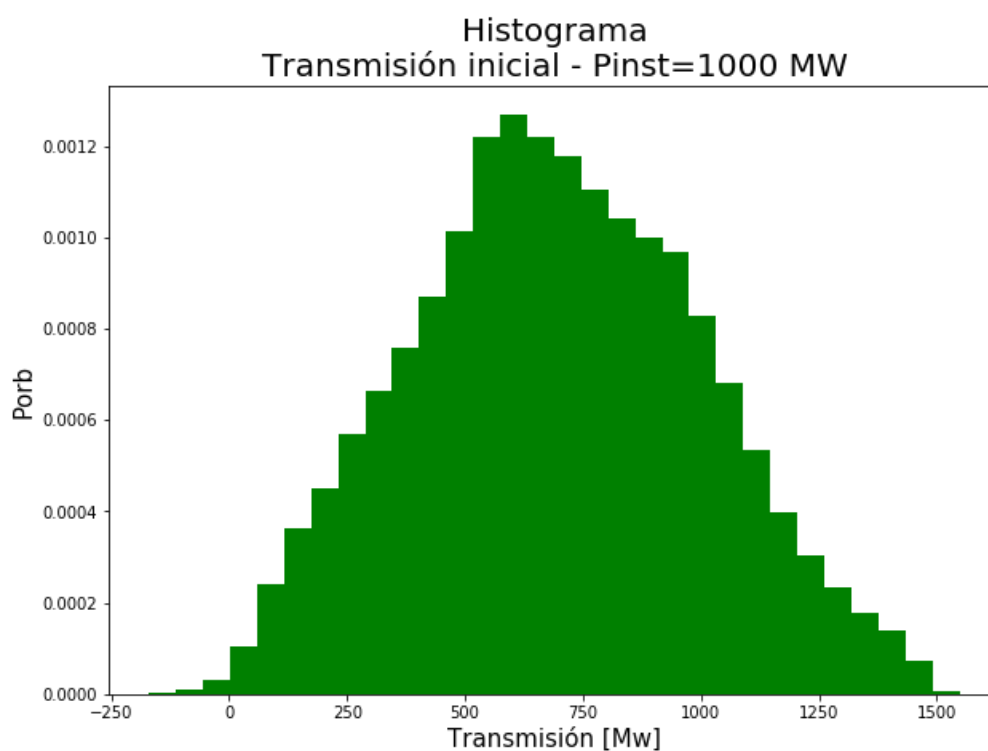


Figura 12-1: Histograma - Transmisión inicial

Al aplicar la modulación, el histograma toma la siguiente forma:

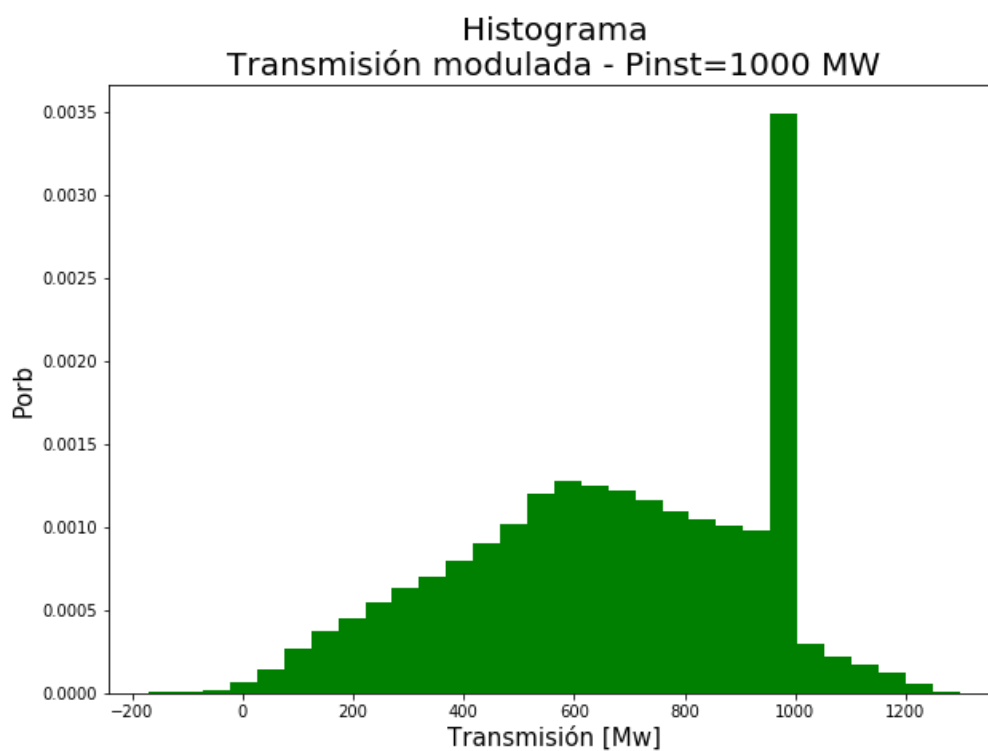


Figura 12-2: Histograma - Transmisión modulada

Finalmente, al aplicar el vertido eólico:

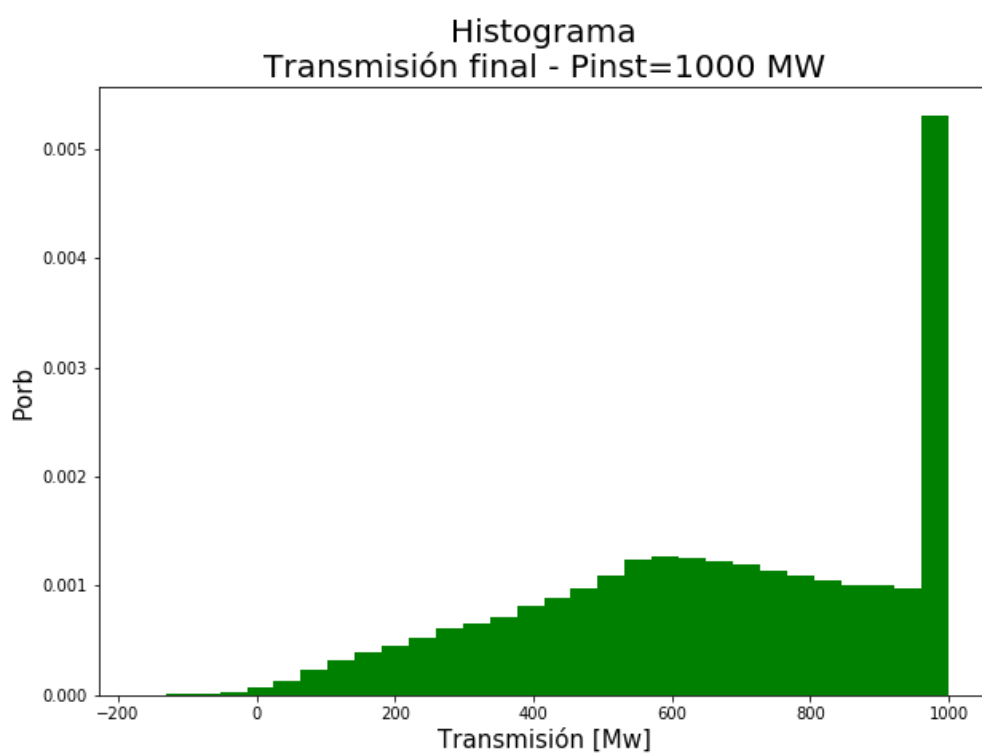


Figura 12-3: Histograma - Transmisión final

Ahora se observa el histograma de la energía eólica vertida:

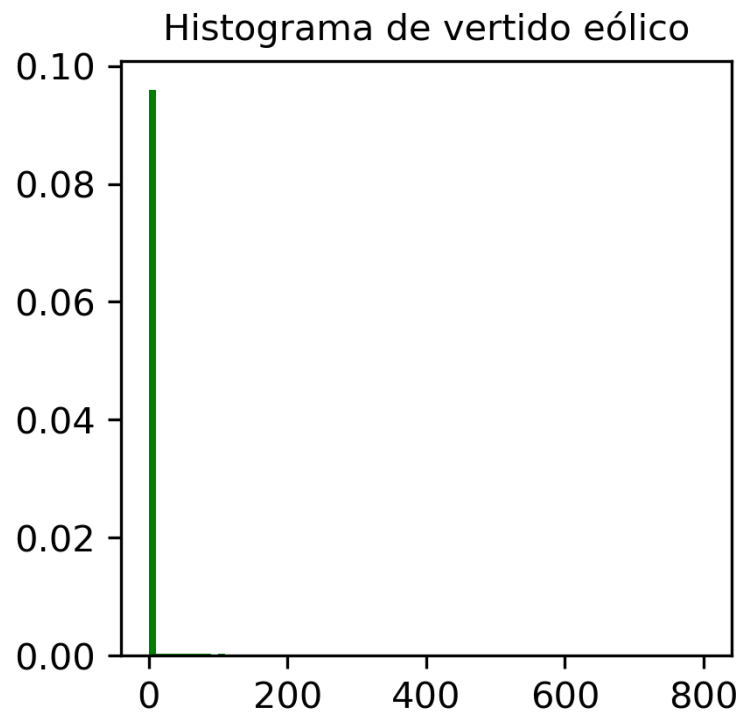


Figura 12-4: Histograma – Vertido eólico

El histograma de probabilidad acumulada de la energía eólica vertida es el siguiente:

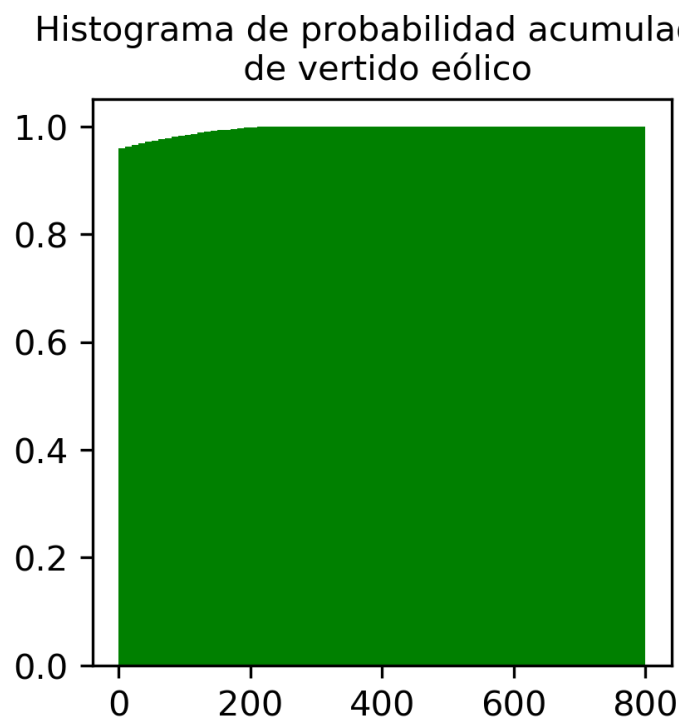


Figura 12-5: Histograma de probabilidad acumulada – Vertido eólico

De estos histogramas se determina que **sólo el 4,3% de las veces hubo vertido eólico**. Si se analizan sólo las veces que hubo vertido eólico, el histograma es el siguiente:

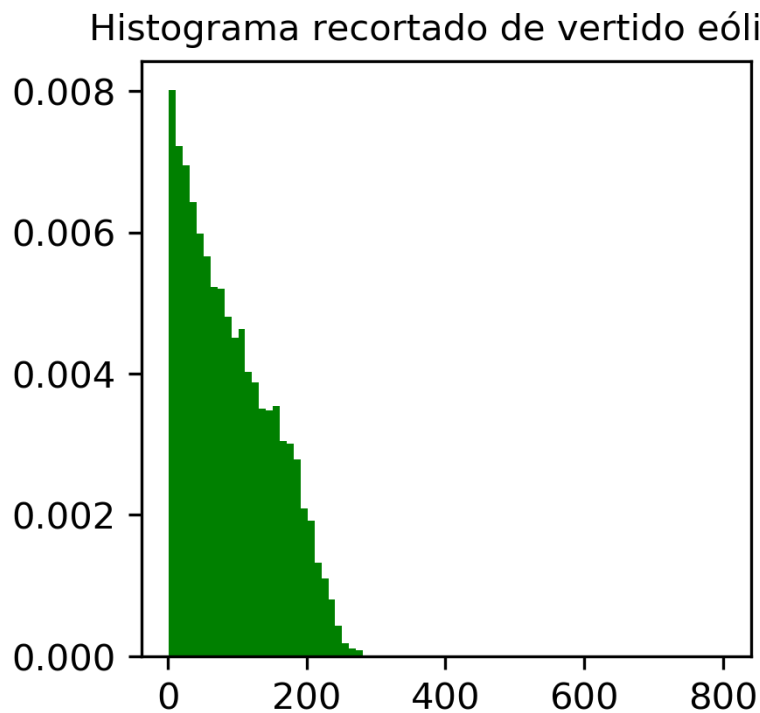


Figura 12-6: Histograma recortado – Vertido eólico

El histograma de probabilidad acumulada es el siguiente:

Histograma recortado de probabilidad acumulada
de vertido eólico

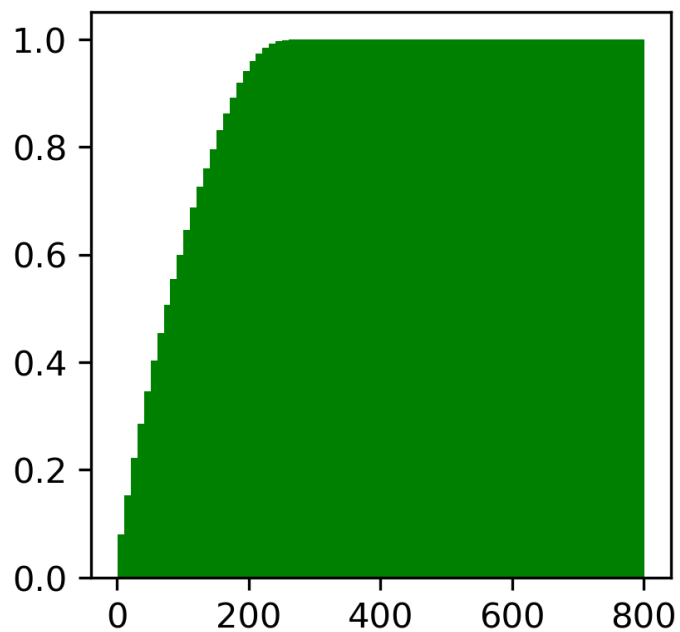


Figura 12-7: Histograma recortado de probabilidad acumulada – Vertido eólico

El **valor medio** de estos resultados es **90,31 MW/h**. Ahora si se lo multiplica por el porcentaje de veces que hubo vertido eólico (**4,3%**) se obtiene el mismo valor de la Potencia media eólica vertida (PEV=3,89).

$$90,31 \cdot 0,043 = 3,88 \text{ MW/h}$$

Otras variables de este conjunto de datos son las siguientes:

Desvío estándar: 63.727451 MW

Valor mínimo: 1.022900 MW

Percentil 25%: 35.322257 MW

Percentil 50%: 79.569805 MW

Percentil 75%: 137.917962 MW

Valor máximo: 297.425642 MW

13 ANEXO: PROGRAMACIÓN

En el siguiente anexo figuran los códigos realizados en Python.

13.1 FUNCIONES.PY

```
#Librerias
import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
from scipy import stats as st
import numpy.polynomial as pol

def viento():
    # Lectura de datos
    R= pd.read_excel('Datos/Vientos/viento.xlsx')

    #Bloques mensuales
    #0: No Di En
    #1: Fe Mar Ab
    #2: May Jun
    #3: Jul Ag
    #4: Se OC

    R.loc[lambda R: ((R.MES>=11) | (R.MES<=1)), 'BloqueM'] = 0 # Bloque 0
    R.loc[lambda R: ((R.MES>=2) & (R.MES<=4)), 'BloqueM'] = 1 # Bloque 1
    R.loc[lambda R: (R.MES>=5) & (R.MES<=6), 'BloqueM'] = 2 # Bloque 2
    R.loc[lambda R: (R.MES>=7) & (R.MES<=8), 'BloqueM'] = 3 # Bloque 3
    R.loc[lambda R: (R.MES>=9) & (R.MES<=10), 'BloqueM'] = 4 # Bloque 4

    #Bloques horario
    #0: 20-2
    #1: 3-10
    #2: 11-19

    R.loc[lambda R: ((R.HORA>=20) | (R.HORA<=2)), 'BloqueH'] = 0 # Bloque 0
    R.loc[lambda R: (R.HORA>=3) & (R.HORA<=10), 'BloqueH'] = 1 # Bloque 1
    R.loc[lambda R: (R.HORA>=11) & (R.HORA<=19), 'BloqueH'] = 2 # Bloque 2

    # Parametros de la distribución de Weibull
    # 5 Bloques Mesuales divididos en 3 bloques Horarios

    iterables = [[0,1,2,3,4], ['k', 'landa']]

    columns=pd.MultiIndex.from_product(iterables,names=('BloqueM', 'Parametros'))

    parametroN= pd.DataFrame(np.zeros([3,10]), columns=columns)# dataframe con los
parametros
```

```

for i in range(5):
    for j in range(3):

        a,c,loc,scale= st.exponweib.fit(R[(R.BloqueM==i) &
(R.BloqueH==j)].V,floc=0,f0=1) #parametros de la weibull que ajustan a los datos

        parametroN[i,'k'][j]=round(c,2)
        parametroN[i,'landa'][j]=round(scale,2)

#Parametros zona sur
parametroS=parametroN.copy()
for i in range(5):
    for j in range(3):
        parametroS[i,'landa'][j]=round(parametroS[i,'landa'][j]*1.18,2)#escala el landa
por 1.18

    return parametroN,parametroS #Devuelve los parametros de las distribuciones de
weibull de los vientos de la zona Norte y Sur

def distdem():

    data= pd.read_excel('Datos/Demanda.xlsx') #lee los datos de la demanda y los
guarda en un dataframe
    #Bloques mensuales
    #0: Di En Fe
    #1: Mar Ab May
    #2: Jun Jul Ag
    #3: Se Oc No

    data.loc[lambda data: ((data.MES>=12) | (data.MES<=2)), 'BloqueM'] = 0 # Bloque 0
    data.loc[lambda data: ((data.MES>=3) & (data.MES<=5)), 'BloqueM'] = 1 # Bloque
1
    data.loc[lambda data: (data.MES>=6) & (data.MES<=8), 'BloqueM'] = 2 # Bloque 2
    data.loc[lambda data: (data.MES>=9) & (data.MES<=11), 'BloqueM'] = 3 # Bloque 3

    #Bloques horario
    #0: 19-0
    #1: 1-8
    #2: 9-14
    #3: 15-18

```

```

data.loc[lambda R: ((R.HORA>=19) | (data.HORA<=0)), 'BloqueH'] = 0 # Bloque 0
data.loc[lambda R: (R.HORA>=1) & (data.HORA<=8), 'BloqueH'] = 1 # Bloque 1
data.loc[lambda R: (R.HORA>=9) & (data.HORA<=14), 'BloqueH'] = 2 # Bloque 2
data.loc[lambda R: (R.HORA>=15) & (data.HORA<=18), 'BloqueH'] = 3 # Bloque 3

# Demanda Media

medias= pd.DataFrame(np.zeros((4,4))) #Contiene las demadas medias
for i in range (4):
    for j in range (4):

        medias.iloc[j,i]=round(data[(data.BloqueM==i) &
(data.BloqueH==j)].P.mean()) #calcula la demanda media del bloque horario j dentro
del bloque mensual i
        data.loc[lambda data: (data.BloqueM==i) & (data.BloqueH==j), 'MEDIA'] =
medias.iloc[j,i] # guarda el valor de la demanda media en una columna paralela a los
datos

data['DIF']=data.P-data.MEDIA #en una columna paralela a los datos guarda la
diferencia

# Distribucion normal de las variaciones de la demanda con respecto a la media
# 4 Bloques Mesuales divididos en 4 bloques Horarios

iterables = [[0,1,2,3], ['media', 'desv']]

columns=pd.MultiIndex.from_product(iterables,names=('BloqueM', 'Parametros'))

parametros= pd.DataFrame(np.zeros([4,8]), columns=columns) # dataframe con los
parametros

for i in range(4):
    for j in range(4):
        media,desv=st.norm.fit(data[(data.BloqueM==i) &
(data.BloqueH==j)].DIF)#calcula la madia y la desviacion normal

        parametros[i,'media'][j]=round(media,2)
        parametros[i,'desv'][j]=round(desv,2)

    return medias, parametros #Devuelve las demandas medias y los paramtros de la
distribucion normal de las diferencias entre la demanda y la demanda media.

```

```

def PVN(x):
    #Curva P-V analítica Rawson

    Y=[0.089,0.142,0.204,0.279,0.368,0.470,0.594,0.736,0.896,1.069,1.247,1.423,1.578,1.6
    89,1.765,1.787,1.796]# valores de P

    X=np.arange(4, 12.5, 0.5) #valores de V
    poli=pol.polynomial.polyfit(X, Y, deg=3) #polinomio de grado 3 que ajusta al par X
    Y

    if x<4:
        P=0

    if x>=4 and x<12:

        P= pol.polynomial.polyval(x, (poli))

    if x>=12 and x<25:
        P=1.8

    if x>=25:
        P=0
    return P

```

```

def PVS(x):
    #Curva P-V analítica Diadema

    Y=[0.004,0.020,0.05,0.096,0.156,0.238,0.34,0.466,0.6,0.71,0.79,0.85,0.88,0.905]#
    valores de P
    X=np.arange(3,17,1)#valores de V

    poli=pol.polynomial.polyfit(X, Y, deg=3) #polinomio de grado 3 que ajusta al par X
    Y

    if x<3:
        P=0

    if x>=3 and x<17:

        P= pol.polynomial.polyval(x, (poli))

    if x>=17 and x<=25:
        P=0.910

    if x>25:
        P=0
    return P

```

13.2 CORRELACIÓN.PY

Librerías

```
import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
from scipy import stats as st
```

#lee los datos estadísticos de la generación

```
R= pd.read_excel('Datos/Generacion/Rawson.xlsx')
D= pd.read_excel('Datos/Generacion/Diadema.xlsx')
L= pd.read_excel('Datos/Generacion/LB.xlsx')
```

#Calcula la correlación mediante el coeficiente de Pearson

```
a=R['P'].corr(L['P'])
b=R['P'].corr(D['P'])
```

#Correlacion temporal R vs LB

```
plt.figure(1,figsize=(15,10),dpi=100)
plt.plot(R[R.index<=720].FECHA,R[R.index<=720].P/77,c='r',label='Rawson')
plt.plot(L[Lf.index<=720].FECHA,L[Lf.index<=720].P/50,c='steelblue',label='Loma Blanca')
plt.legend(loc=1)
plt.ylabel('Potencia generada [pu]')
plt.title('Rawson vs Loma Blanca',fontsize=16)

plt.show()
```

#Correlacion temporal R vs D

```
plt.figure(1,figsize=(15,10),dpi=100)

plt.plot(R[R.index<=720].FECHA,R[R.index<=720].P/77,label='Rawson',c='r')
plt.plot(D[D.index<=720].FECHA,D[D.index<=720].P/6.3,label='Diadema',c='steelblue')
plt.legend(loc=1)
plt.xlabel('Fecha')
plt.ylabel('Potencia generada [pu]')
plt.title('Rawson vs Diadema',fontsize=16)
plt.show()
```

#Correlacion R vs LB mediante histogramas

```
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
from matplotlib.ticker import NullFormatter
```

the random data

```
x=R['P']
y=L['P']
```

```

nullfmt = NullFormatter()      # no labels

# definitions for the axes
left, width = 0.1, 0.65
bottom, height = 0.1, 0.65
bottom_h = left_h = left + width + 0.02

rect_scatter = [left, bottom, width, height]
rect_histx = [left, bottom_h, width, 0.2]
rect_histy = [left_h, bottom, 0.2, height]

# start with a rectangular Figure
plt.figure(1, figsize=(8, 8))

axScatter = plt.axes(rect_scatter)
axHistx = plt.axes(rect_histx)
axHisty = plt.axes(rect_histy)

# no labels
axHistx.xaxis.set_major_formatter(nullfmt)
axHisty.yaxis.set_major_formatter(nullfmt)

# the scatter plot:
axScatter.scatter(x, y,s=5)
axScatter.set_xlabel('Rawson')
axScatter.set_ylabel('Diadema')

# now determine nice limits by hand:
binwidth = 0.25
xymax = np.max([np.max(np.fabs(x)), np.max(np.fabs(y))])
lim = (int(xymax/binwidth) + 1) * binwidth

axHistx.hist(x, bins=30)
axHisty.hist(y, bins=30, orientation='horizontal')

# axHistx.set_xlim(axScatter.get_xlim())
# axHisty.set_ylim(axScatter.get_ylim())

plt.show()

#Correlacion R vs D mediante histogramas
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
from matplotlib.ticker import NullFormatter

# the random data
x=R['P']
y=D['P']

```

```

nullfmt = NullFormatter()      # no labels

# definitions for the axes
left, width = 0.1, 0.65
bottom, height = 0.1, 0.65
bottom_h = left_h = left + width + 0.02

rect_scatter = [left, bottom, width, height]
rect_histx = [left, bottom_h, width, 0.2]
rect_histy = [left_h, bottom, 0.2, height]

# start with a rectangular Figure
plt.figure(1, figsize=(8, 8))

axScatter = plt.axes(rect_scatter)
axHistx = plt.axes(rect_histx)
axHisty = plt.axes(rect_histy)

# no labels
axHistx.xaxis.set_major_formatter(nullfmt)
axHisty.yaxis.set_major_formatter(nullfmt)

# the scatter plot:
axScatter.scatter(x, y,s=5)
axScatter.set_xlabel('Rawson')
axScatter.set_ylabel('Diadema')

# now determine nice limits by hand:
binwidth = 0.25
xymax = np.max([np.max(np.fabs(x)), np.max(np.fabs(y))])
lim = (int(xymax/binwidth) + 1) * binwidth

axHistx.hist(x, bins=30)
axHisty.hist(y, bins=30, orientation='horizontal')

# axHistx.set_xlim(axScatter.get_xlim())
# axHisty.set_ylim(axScatter.get_ylim())

plt.show()

```

13.3 CARACTERIZACIÓN INICIAL DEL VIENTO.PY

Librerías

```
import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
from scipy import stats as st
import numpy.polynomial as pol
```

Lectura de los datos estadísticos del viento

```
R= pd.read_excel('Datos/Vientos/viento.xlsx')
D=pd.read_excel('Datos/Generacion/Diadema.xlsx')
```

#Lectura inicial de los datos

#ploteo de la potencia generada vs la velocidad del viento en Rawson

```
x=R.V.tolist()
y=R.P.tolist()
```

```
plt.plot(x,y,'.')
```

```
plt.xlabel('V[m/s]')
plt.ylabel('P[MW/h]')
plt.ylim(0,80)
plt.title('P vs V',fontsize=16)
plt.show()
```

#Curva P-V por tramos Rawson

```
def PVR(x):
```

```
Y=[0.089,0.142,0.204,0.279,0.368,0.470,0.594,0.736,0.896,1.069,1.247,1.423,1.578,1.689,1.765,1.787,1.796]
```

```
X=np.arange(4, 12.5, 0.5)
poli=pol.polynomial.polyfit(X, Y, deg=3)
```

```
if x<4:
    P=0
```

```
if x>=4 and x<12:
```

```
    P= pol.polynomial.polyval(x, (poli))
```

```
if x>=12 and x<25:
    P=1.8
```

```
if x>=25:
    P=0
return P
```

```

# Factor de planta anual segun los datos de pgen RAWSON (metodo 1)
E=R['P'].sum()#suma todos los valores de potencia generada
H=R['P'].count()#Cuenta la cantidad de valores de potencia generada
FP=E/H/77.4 #77.4 es la Pinst en Rawson
print(FP)

#factor de planta (metodo 2)
V=R['V']
Pgen=[]
for i in V:
    Pgen.append(PVR(i))
FP=np.sum(Pgen)/len(Pgen)/1.8
print(FP)

#factor de planta analitico de Rawson (metodo 3)
suma=0
for i in range(len(x)):
    suma=suma+(yw[i]*yr[i]*0.5)#sumatoria que aproxima la integral. paso=0.5.
    #El valor final representa la potencia media de un aerogenerador

FP=suma/1.8# Pinst de un generador en rawson= 1.8MW
print(FP)

#Curva P-V por tramos Diadema
def PVD(x):
    Y=[0.004,0.020,0.05,0.096,0.156,0.238,0.34,0.466,0.6,0.71,0.79,0.85,0.88,0.905]
    X=np.arange(3,17,1)

    poli=pol.polynomial.polyfit(X, Y, deg=3)
    if x<3:
        P=0

    if x>=3 and x<17:

        P= pol.polynomial.polyval(x, (poli))

    if x>=17 and x<=25:
        P=0.910

    if x>25:
        P=0
    return P

# Factor de planta de Diadema segun los datos estadisticos (metodo 1)
E=D['P'].sum() #suma todos los valores de potencia generada
H=D['P'].count() #Cuenta la cantidad de valores de potencia generada
FP=E/H/6.3 #6.3 es la Pinst en Diadema
print(FP)

```

#factor de planta analitico Diadema (metodo 3)

yw= st.exponweib.pdf(x, a, c,loc, 10.79)#el valor de scale(landa)=10.79 se obtuvo de forma iterativa con el fin de lograr que el FP obtenido sea igual al de los datos estadisticos

suma=0

for i **in** range(len(x)):

 suma=suma+(yw[i]*yd[i]*1)

FP=suma/0.91 *#Pinst de cada aerogenerador de diadema = 0,91MW*

print(FP)

13.4 CARACTERIZACIÓN DETALLADA VIENTOS.PY

Librerías

```
import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
from scipy import stats as st
from matplotlib.colors import BoundaryNorm
from matplotlib.ticker import MaxNLocator
```

Lectura de datos

```
R= pd.read_excel('Datos/Vientos/viento.xlsx')
```

```
M= ['En','Fe','Mar','Ab','May','Jun','Jul','Ag','Se','Oc','No','Di']
```

```
H=[0,1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23]
```

```
Vmed=pd.DataFrame(columns=M, index=H) #dataframe en el que se guardaran los valores medios de la demanda
```

```
for i in range (24):
```

```
    for j in range (12):
```

```
        Vmed.iloc[i,j]=R[(R.MES==j+1) & (R.HORA==i)].V.mean()#valor medio de la demanda
```

```
pd.options.display.max_rows = 999
```

```
pd.options.display.max_columns = 999
```

```
Vmed['En2']=Vmed['En']
```

```
Vmed=Vmed.append(Vmed.iloc[0],ignore_index=True)
```

```
plt.style.use('ggplot')
```

```
plt.figure(1,figsize=(13,10),dpi=100)
```

```
heatmap=plt.contourf(Vmed,alpha=1,cmap=plt.cm.Reds,extend='both')
```

```
plt.colorbar(mappable=heatmap, orientation='vertical', label='Velocidad media [m/s]')
```

```
plt.xticks(np.arange(13),['En','Fe','Mar','Ab','May','Jun','Jul','Ag','Se','Oc','No','Di','En'])
```

```
plt.yticks(np.arange(25),np.arange(25))
```

```
plt.xlabel('Mes')
```

```
plt.ylabel('Hora')
```

```
plt.twinx()
```

```
plt.yticks(np.arange(25),np.arange(25))
```

```
plt.twiny()
```

```
plt.xticks(np.arange(13),['En','Fe','Mar','Ab','May','Jun','Jul','Ag','Se','Oc','No','Di','En'])
```

```
plt.grid( linestyle='-', linewidth=1,alpha=0.3)
```

```
plt.show()
```

13.5 CARACTERIZACIÓN DEMANDA.PY

Librerías

```
import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
from scipy import stats as st
from matplotlib.colors import BoundaryNorm
from matplotlib.ticker import MaxNLocator
```

```
data= pd.read_excel('Datos/Demanda.xlsx') #lee los datos de la demanda y los guarda en un dataframe
```

```
M= ['En','Fe','Mar','Ab','May','Jun','Jul','Ag','Se','Oc','No','Di']
H=[0,1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23]
```

```
Pmed=pd.DataFrame(columns=M, index=H)#data frame en el que se guardaran los valores de potencia media
```

```
for i in range (24):
    for j in range (12):
        Pmed.iloc[i,j]=data[(data.MES==j+1) & (data.HORA==i)].P.mean()# valor de potencia media
pd.options.display.max_rows = 999
pd.options.display.max_columns = 999
```

```
Pmed['En2']=Pmed['En']
Pmed=Pmed.append(Pmed.iloc[0],ignore_index=True)
```

```
plt.style.use('ggplot')
plt.figure(1,figsize=(13,10),dpi=100)
```

```
heatmap=plt.contourf(Pmed,alpha=1,cmap=plt.cm.Reds,extend='both')
```

```
plt.colorbar(mappable=heatmap, orientation='vertical', label='Potencia media [MW/h])
```

```
plt.xticks(np.arange(13),['En','Fe','Mar','Ab','May','Jun','Jul','Ag','Se','Oc','No','Di','En'])
plt.yticks(np.arange(25),np.arange(25))
plt.xlabel('Mes')
plt.ylabel('Hora')
plt.twinx()
plt.yticks(np.arange(25),np.arange(25))
```

```
plt.twiny()
plt.xticks(np.arange(13),['En','Fe','Mar','Ab','May','Jun','Jul','Ag','Se','Oc','No','Di','En'])
plt.grid( linestyle='-', linewidth=1,alpha=0.3)
```

```
plt.show()
```

13.6 ERROR EN LA RESOLUCION.PY

#librerias

```
from librerias import funciones as f
import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
from scipy import stats as st
from time import time
import winsound
import pickle as pickle
```

#Error del error para dist normal

```
pasos=[10,100,300,500,1000]
```

```
Em=[]
```

```
Ed=[]
```

```
u=10 # media
```

```
d=10 # desviacion estandar
```

```
for paso in pasos:
```

```
    media=[]
```

```
    desv=[]
```

```
    Emedia=[]
```

```
    Edesv=[]
```

```
    for j in range(200):
```

```
        valor=[]
```

```
        for i in range(paso):
```

```
            valor=np.append(valor,st.norm.rvs(u,d))#valor random de la dist normal
```

```
        media=np.append(media,valor.mean())
```

```
        desv=np.append(desv,np.std(valor))
```

```
    Emedia=np.append(Emedia,abs((valor.mean()-u)/u*100))
```

```
    Edesv=np.append(Edesv,abs((np.std(valor)-d)/d*100))
```

```
Em=np.append(Em,Emedia.mean())
```

```
Ed=np.append(Ed,Edesv.mean())
```

```
resultados=pd.DataFrame({'1.pasos':pasos,'2.Error media[%]':Em,'3.Error  
desv[%]':Ed})
```

```
display(resultados)
```

Error relativo histograma y weibull

```
k=2.52
```

```
landa=9
```

```
pasos=[10,100,300,500,1000]
```

```
Errores=[]
```

```

plt.figure(1,figsize=(8,8),dpi=100)
plt.suptitle('Histogramas vs Distribución de Weibull', fontsize=16, y=1.05)
f=1
for paso in pasos:
    valor=[]
    for i in range(paso):
        valor=np.append(valor,st.exponweib.rvs(1,k,0,landa))#valor random de viento
    plt.subplot(3,2,f)
    f=f+1

    n,bins,patches=plt.hist(valor,bins=20,alpha=0.5,normed=True)
    x=[]
    for h in range(len(bins)-1):
        x=np.append(x,(bins[h]+bins[h+1])/2)

    y=st.exponweib.pdf(x,1,k,0,landa)
    plt.plot(x,y,'b-', lw=2, alpha=0.6)
    plt.title('%i veces'%paso)

plt.tight_layout()
plt.show()

```

13.7 TRANSFERENCIA.PY

#librerias

```
from librerias import funciones as f
import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
from scipy import stats as st
from time import time
import winsound
import pickle as pickle
```

#caracterización de los datos estadísticos

#media: dataframe con los valores de la demanda media

#dif: dataframe con los parametros de la distribucion normal de las diferencias de la demanda y la media

```
media,dif=f.distdem()
```

#vientoN,vientoS: dataframe con los parametros de las distribuciones de weibull de los vientos de la zona norte y sur

```
vientoN,vientoS=f.viento()
```

#Para la velocidad del viento: determinacion de en que bloque mensual se esta

```
def BMV(mes):
```

```
    if mes>=10 or mes<=0:
```

```
        bloqueM=0
```

```
    if mes>=1 and mes<=3:
```

```
        bloqueM=1
```

```
    if mes>=4 and mes<=5:
```

```
        bloqueM=2
```

```
    if mes>=6 and mes<=7:
```

```
        bloqueM=3
```

```
    if mes>=8 and mes<=9:
```

```
        bloqueM=4
```

```
    return bloqueM
```

#Para la velocidad del viento: determinacion de en que bloque horario se esta

```
def BHV(hora):
```

```
    if hora>=20 or hora<=2:
```

```
        bloqueH=0
```

```
    if hora>=3 and hora<=10:
```

```
        bloqueH=1
```

```
    if hora>=11 and hora<=19:
```

```
        bloqueH=2
```

```
    return bloqueH
```

#Para la demanda: determinacion de en que bloque mensual se esta

```
def BMD(mes):
```

```

if mes>=11 or mes<=1:
    bloqueM=0
if mes>=2 and mes<=4:
    bloqueM=1
if mes>=5 and mes<=7:
    bloqueM=2
if mes>=8 and mes<=10:
    bloqueM=3

return bloqueM

#Para la demanda: determinacion de en que bloque horario se esta
def BHD(hora):
    if hora>=19 or hora<=0:
        bloqueH=0
    if hora>=1 and hora<=8:
        bloqueH=1
    if hora>=9 and hora<=14:
        bloqueH=2
    if hora>=15 and hora<=18:
        bloqueH=3

    return bloqueH

#archivo a guardar
name='Base'
winsound.Beep(440, 2000)

#Generación de resultados aleatorios
tiempo_inicial = time()
resultados=[]

k=1000 #cantidad de veces que tiro los dados.

pasos=[0,100,200,300,400,500,600,650,700,750,800,850,900,950,1000,1050,1100,1150
,1200,1250,1300,1350,1400,1600,1800,2000,2200,2400,2600,2800,10000,100000]
#Distintas potencias eolicas instaladas

Gtermicamax=444 #maximo tecnico de la generacion termica
Gtermicamin=288 #minimo tecnico de la generacion termica

for paso in pasos:
    PGN=paso/2 # Potencia eolica instalada Zona norte
    PGS=paso/2 # Potencia eolica instalada Zona Sur

trans=pd.DataFrame(columns=['Ti','Tm','Tf','Mes','Hora','Demanda','EEolica','EEreal','E
Termica','EHidro','EEvertida','ECC'])

GN=PGN/1.8#numero de generadores en Zona Norte

```

```

GS=PGS/0.9 #numero de generadores en Zona Sur

for i in range(12):
    Bmv=BMV(i)
    Bmd=BMD(i)
    for j in range(24):
        Bhv=BHV(j)
        Bhd=BHD(j)
        for h in range(k):
            #viento Zona norte
            kn=vientoN[Bmv,'k'][Bhv] #valor de k
            landan=vientoN[Bmv,'landa'][Bhv] #valor de landa
            Vn=st.exponweib.rvs(1, kn,0,landan) #valor random de viento

            #viento Zona Sur
            ks=vientoS[Bmv,'k'][Bhv] #valor de k
            landas=vientoS[Bmv,'landa'][Bhv] #valor de landa
            Vs=st.exponweib.rvs(1, ks,0,landas) #valor random de viento

            #Generacion eolica
            GenN=f.PVN(Vn)*GN #Generacion en el Norte
            GenS=f.PVS(Vs)*GS #Generacion en el Sur
            GenET=GenN+GenS #Generacion total eolica

            #Diferencia de la demanda respecto a la media
            loc=dif[Bmd,'media'][Bhd] #media de la dist norm (loc)
            scale=dif[Bmd,'desv'][Bhd] #desviacion estandar de la dist norm (scale)
            variacion=st.norm.rvs(loc,scale) #tira los dados para la diferencia

            #Demanda
            Dem=media[Bmd][Bhd]+variacion

            #Generacion convencional
            Gtermica=Gtermicamax #Puede modular hata Gtermicamin
            A=47 #Hidro Ameghino FIJO

            #Generacion Futa

            if i==11 or i==0 or i==1: #verano
                F=326
            if i==2 or i==3 or i==4: #otoño
                F=180
            if i==5 or i==6 or i==7: #invierno
                F=472
            if i==8 or i==9 or i==10: #primavera
                F=180

            GCtotal=Gtermica+A+F #Generacion convencional total

```

#Transferencia sin modulacion

$T_i = \text{GenET-Dem} + G_{\text{Ctotal}}$ *# transferencia inicial*

#Modulaciones

$\text{lim1} = 1000$ *# valor superior de transmisión en el cual comienza la modulación*

$\text{lim2} = -450$ *# valor inferior de transmisión en el cual comienza la modulación*

$T_m = T_i$ *# Transferencia modulada*

if $T_m > \text{lim1}$:

$\text{excedente} = T_m - \text{lim1}$ *#excedente*

if $\text{excedente} \leq G_{\text{termica max}} - G_{\text{termica min}}$: *#Si el excedente entra dentro del margen de la modulacion termica*

$G_{\text{termica}} = G_{\text{termica}} - \text{excedente}$

$G_{\text{Ctotal}} = G_{\text{termica}} + A + F$

$T_m = \text{GenET-Dem} + G_{\text{Ctotal}}$ *#Transferencia Modulada*

else:

$G_{\text{termica}} = G_{\text{termica min}}$

$G_{\text{Ctotal}} = G_{\text{termica}} + A + F$

$T_m = \text{GenET-Dem} + G_{\text{Ctotal}}$

$\text{excedente} = T_m - \text{lim1}$ *#excedente*

if $i \neq 2$ **and** $i \neq 3$ **and** $i \neq 4$ **and** $i \neq 8$ **and** $i \neq 9$ **and** $i \neq 10$: *#ni otoño ni primavera*

if $\text{excedente} \leq 0.2 * F$: *#Si el excedente entra dentro del margen de la modulacion de futa*

$F = F - \text{excedente}$

$G_{\text{Ctotal}} = G_{\text{termica}} + A + F$

$T_m = \text{GenET-Dem} + G_{\text{Ctotal}}$

else:

$F = F * 0.8$

$G_{\text{Ctotal}} = G_{\text{termica}} + A + F$

$T_m = \text{GenET-Dem} + G_{\text{Ctotal}}$

if $T_m < \text{lim2}$ **and** $i \neq 5$ **and** $i \neq 6$ **and** $i \neq 7$: *#menos en invierno*

$\text{faltante} = -(T_m + 450)$ *#faltante (da positivo)*

if $\text{faltante} \leq 0.2 * F$: *#Si el faltante entra dentro del margen de la modulacion de futa*

$F = F + \text{faltante}$

$G_{\text{Ctotal}} = G_{\text{termica}} + A + F$

$T_m = \text{GenET-Dem} + G_{\text{Ctotal}}$

else:

$F = F * 1.2$

$G_{\text{Ctotal}} = G_{\text{termica}} + A + F$

$T_m = \text{GenET-Dem} + G_{\text{Ctotal}}$

#Vertido

$T_f = T_m$ *# Transmisión luego del vertido eólico*

$\text{EEV} = 0$ *#Energia eolica vertida*

```

if Tf>lim1:
    Tf=lim1
    EEV=Tm-lim1

EE=GenET
EEreal=GenET-EEV

#Corte de carga
ECC=0#Energia Corte de Carga
if Tf<lim2:
    Tf=lim2
    ECC=-Tm+lim2

#Transferencia post modulacion

trans=trans.append({'Ti':Ti,'Tm':Tm,'Tf':Tf,'Mes':i,'Hora':j,'Demanda':Dem,'EEolica':EE
,'EEreal':EEreal,'ETermica':Gtermica,'EHidro':F,'EEvertida':EEV,'ECC':ECC},ignore_in
dex=True)#almacena los resultados en el dataframe

resultados.append([trans,PGN+PGS]) #Guarda los resultados

print('POTENCIA TOTAL EOLICA=%i'%(PGN+PGS))

output = open("Resultados\\%s.pkl"%name, "wb")

pickle.dump(resultados,output, pickle.HIGHEST_PROTOCOL)# Guarda los
resultados en un pickle

output.close()

winsound.Beep(440, 1000)
tiempo_final = time()
tiempo_ejecucion = tiempo_final - tiempo_inicial

print ('El tiempo de ejecucion fue:',tiempo_ejecucion) #En segundos

```

13.8 ANÁLISIS DE RESULTADOS.PY

```
#librerias
from librerias import funciones as f
import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
from scipy import stats as st
from time import time
import winsound
import pickle as pickle

#archivo a abrir
name='Base'
Gtermicamax=444#generacion termica instalada
if name=='S.Sin RT':
    Gtermicamax=204#generacion termica instalada sin Rio Turbio

#Analisis ANUAL de datos

file=open("Resultados\\%s.pkl"%name,"rb") #Abre el archivo
datos=pickle.load(file)# Guarda los datos del archivo en una variable
file.close()#Cierra el archivo

ResultadosA=pd.DataFrame(columns=['PEinst','Fu','FPE','PEmed','FPT','FPfuta','PEV','PCC','FPEsv'])#Dataframe en el que se guardan los resultados procesados

#Para cada potencia instalada se calcula lo parametros expresados en ResultadosA
for dato in datos:

    # Factor de Utilizacion de la linea
    fu=round(dato[0].Tf.mean()/1000,2)

    #Vertido eólico
    PEV=int(dato[0].EEvertida.mean()) # Potencia media eólica vertida

    #Corte de Carga
    PCC=int(dato[0].ECC.mean()) # Potencia media de corte de carga

    #Factores de planta
    if dato[1]!=0:
        FPEsv=round(dato[0].EEolica.mean()/(dato[1]),2) #FP Eolico sin vertimiento

        FPE=round(dato[0].EEreal.mean()/(dato[1]),2) #FP Eolico con vertimiento
    else:
        FPEsv=0
        FPE=0
    if Gtermicamax!=0:
        FPT=round(dato[0].ETermica.mean()/(Gtermicamax),2) #FP Termico.
```

```

else:
    FPT=0

    FPfuta=round(dato[0].EHidro.mean()/(472),2) #FP futaleufu. 472 es la Potencia nominal de futa

    #Potencia eolica media
    PEmed=int(dato[0].EEreal.mean())

ResultadosA=ResultadosA.append({'PEinst':int(dato[1]),'Fu':fu,'FPE':FPE,'PEmed':PEmed,'FPT':FPT,'FPfuta':FPfuta,'PEV':PEV,'PCC':PCC,'FPEsv':FPEsv},ignore_index=True)
#almacena los datos en el dataframe

```

13.9 ANALISIS ECONOMICO GLOBAL.PY

```
#Librerias
import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
import pickle as pickle

#archivo a abrir
name='Base'

#Tabla de datos

file=open("Resultados\\%s.pkl"%name,"rb") #Abre el archivo
datos=pickle.load(file)# Guarda los datos del archivo en una variable
file.close()#Cierra el archivo

Resultados=pd.DataFrame(columns=['PEinst','FPE','PEV'])#Dataframe en el que se
guardan los resultados procesados

#Para cada potencia instalada se calcula lo parametros expresados en ResultadosA
for dato in datos:

    #Factores de planta
    if dato[1]!=0:
        FPE=round(dato[0].EEreal.mean()/(dato[1]),2) #FP Eolico con vertimiento
    else:
        FPE=0
    #Vertido eólico
    Vertido=int(dato[0].EEvertida.mean()) # Potencia media eólica vertida

Resultados=Resultados.append({'PEinst':int(dato[1]),'FPE':FPE,'PEV':Vertido},ignore_i
ndex=True)#almacena los datos en el dataframe

#datos
costo=1350000 #instalacion de 1MW en dolares

Ingresos=50.4
tasa=0.12 #tasa de descuento
añosPR=15#máxima cantidad de años para el periodo de recupero

#ingresos
I=[]
inversion=[]
for i in Resultados.index:
    inversion=np.append(inversion,costo*Resultados['PEinst'][i])
    I=np.append(I,Resultados['FPE'][i]*8760*Ingresos*Resultados['PEinst'][i])
```

```
Resultados.insert(3,'Inversion',inversion)
Resultados.insert(4,'Ingresos anuales',I)
```

```
#PR VAN TIR
```

```
PR=[]
VAN=[]
TIR=[]
```

```
for i in Resultados.index:
```

```
    flujocaja=[]
```

```
    a=[-Resultados['Inversion'][i]]
```

```
    b=np.repeat(Resultados['Ingresos anuales'][i],añosPR)
```

```
    flujocaja=np.concatenate((a,b))
```

```
    if Resultados['Ingresos anuales'][i]==0:
```

```
        PR=np.append(PR,0)
```

```
        VAN=np.append(VAN,0)
```

```
        TIR=np.append(TIR,0)
```

```
    else:
```

```
        PR=np.append(PR,round(inversion[i]/Resultados['Ingresos anuales'][i],2)) #
```

```
periodo de retorno
```

```
        VAN =np.append(VAN,int(np.npv(rate=tasa, values=flujocaja)))
```

```
        TIR= np.append(TIR,round(np.irr(flujocaja),4)) # en porcentaje
```

```
Resultados.insert(5,'PR',PR)
```

```
Resultados.insert(6,'VAN',VAN)
```

```
Resultados.insert(7,'TIR',TIR)
```

```
display(Resultados)
```

13.1 ANALISIS ECONOMICO INDIVIDUAL.PY

```
#Librerias
import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
import pickle as pickle

#archivo a abrir
name='Economico'

#Tabla de datos

file=open("Resultados\\%s.pkl"%name,"rb") #Abre el archivo
datos=pickle.load(file)# Guarda los datos del archivo en una variable
file.close()#Cierra el archivo

Resultados=pd.DataFrame(columns=['PEinst','FPE','PEmed','PEV'])#Dataframe en el
que se guardan los resultados procesados

#Para cada potencia instalada se calcula lo parametros expresados en ResultadosA
for dato in datos:

    #Factores de planta
    if dato[1]!=0:
        FPE=round(dato[0].EEreal.mean()/(dato[1]),3) #FP Eolico con vertimiento
    else:
        FPE=0

    #Vertido eólico
    Vertido=int(dato[0].EEvertida.mean()) # Potencia media eólica vertida

    #Potencia eolica media
    PEmed=int(dato[0].EEreal.mean())

Resultados=Resultados.append({'PEinst':int(dato[1]),'FPE':FPE,'PEmed':PEmed,'PEV':
Vertido},ignore_index=True)#almacena los datos en el dataframe
#corrección del factor de planta
FPcorr=[]
Pmeddif=[]
for i in Resultados.index:
    if i==len(Resultados.index)-1:
        FPcorr=np.append(FPcorr,0)
        Pmeddif=np.append(Pmeddif,0)
        continue
    else:
        MW=Resultados['PEinst'][i+1]-Resultados['PEinst'][i]

        PEVdif=np.append(PEVdif,Resultados['PEV'][i+1]-Resultados['PEV'][i])
```

```

FPcorr=np.append(FPcorr,(0.494*MW-PEVdif[i])/MW)

Resultados.insert(4,'Pmeddif',Pmeddif)
Resultados.insert(5,'FPEcorr',FPcorr)

#hipotesis
costo=1350000 #instalacion de 1MW en dolares

Ganancia=50.4
tasa=0.12 #tasa de descuento
añosPR=15#máxima cantidad de años para el periodo de recupero

#ingresos
I=[]
inversion=[]
for i in Resultados.index:
    if i==len(Resultados.index)-1:
        inversion=np.append(inversion,0)
        I=np.append(I,0)
        continue
    else:
        MW=Resultados['PEinst'][i+1]-Resultados['PEinst'][i]
        inversion=np.append(inversion, costo*MW)
        I=np.append(I,Resultados['FPEcorr'][i]*8760*Ganancia*MW)

Resultados.insert(6,'Inversion',inversion)
Resultados.insert(7,'Ingresos anuales',I)

#PR VAN TIR
PR=[]
VAN=[]
TIR=[]

for i in Resultados.index:
    flujocaja=[]
    a=[-Resultados['Inversion'][i]]
    b=np.repeat(Resultados['Ingresos anuales'][i],añosPR)
    flujocaja=np.concatenate((a,b))
    if Resultados['Ingresos anuales'][i]==0:
        PR=np.append(PR,0)
        VAN=np.append(VAN,0)
        TIR=np.append(TIR,0)
    else:
        PR=np.append(PR,round(inversion[i]/Resultados['Ingresos anuales'][i],2)) #
periodo de retorno
VAN =np.append(VAN,int(np.npv(rate=tasa, values=flujocaja)))
TIR= np.append(TIR,round(np.irr(flujocaja),4)) # en porcentaje

```

```
Resultados.insert(8,'PR',PR)
Resultados.insert(9,'VAN',VAN)
Resultados.insert(10,'TIR',TIR)
```

```
display(Resultados)
```