



UNIVERSIDAD NACIONAL DE ROSARIO

FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS, INGENIERÍA Y AGRIMENSURA

---

## Estudio de estabilidad en el sistema patagónico argentino.

Análisis y desarrollo de soluciones tecnológicas para asegurar la estabilidad  
del sistema eléctrico en la región Patagónica.

---

*Tutores:*  
Marcelo CASSIN  
Nicolas de SAN JUAN

*Proyecto Final de Ingeniería*  
*Escuela de Ingeniería Eléctrica*

*Autores:*  
Mauricio BIANCHI  
Pablo MOTTA  
Agostina ROMANO

Julio de 2025

## **Agradecimientos**

Queremos expresar nuestro más sincero agradecimiento a nuestros tutores, el Ing. Marcelo Cassin y el Ing. Nicolás de San Juan, por su constante apoyo, dedicación y valiosos aportes durante el desarrollo de este proyecto. Su guía técnica y compromiso fueron fundamentales para alcanzar los objetivos propuestos.

A nuestras familias y amigos, por su paciencia, comprensión y aliento incondicional a lo largo de todo este desafío académico.

También agradecemos a la empresa CAMMESA y al CIGRE por brindarnos la oportunidad y los recursos necesarios para llevarlo adelante.

**Sin la ayuda de todos ellos, esto no habría sido posible.**

## Resumen

Las tecnologías desarrolladas para el aprovechamiento de los recursos de características intermitentes (viento y radiación solar principalmente) se encuentran en constante evolución, incrementando la penetración de energías renovables en los Sistemas de Potencias de hoy en día. Esto supone un gran reto para la seguridad operacional del sistema.

Uno de los inconvenientes que trae aparejado la utilización de este tipo de generación, es que al desplazar a los tradicionales generadores térmicos sincrónicos y no aportar a la inercia total del sistema, se compromete la estabilidad de frecuencia. El comportamiento ante fallas eléctricas también se modifica debido a los bajos niveles de corriente de cortocircuito que proveen los inversores ligados a este tipo de tecnologías. La estabilidad de tensión también se ve afectada, tanto por la ubicación lejana a los centros de carga de este tipo de generación como por la potencia reactiva requerida por los inversores.

Al estudiar el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), se observa que la región de Patagonia se conecta al resto del sistema a través de una línea de transmisión de gran longitud, específicamente el corredor de 500 kV entre Puerto Madryn y Choele Choel. Debido a la configuración radial, la zona enfrenta una serie de problemas que impactan negativamente en la confiabilidad del suministro eléctrico.

A esto último se suma que la región cuenta con la mayor generación eólica del país, siendo una región con una característica fuertemente exportadora debido a la baja demanda que posee. La naturaleza intermitente de este tipo de fuentes de energía demanda mantener mayores niveles de reservas operativas.

La alta exportación de energía a través del corredor mencionado, provoca, en ciertas ocasiones y condiciones específicas, la salida de servicio del mismo, llevando a la partición del Sistema argentino en dos. En particular, esta línea posee un límite máximo de transmisión debido que existen problemas de estabilidad angular producto de su gran longitud.

El presente informe pretende abordar el estudio de diferentes tecnologías que permitan mejorar la estabilidad transitoria del Sistema Eléctrico Patagónico. Para ello se desarrollará el modelo del SADI, bajo ciertas hipótesis, con el objetivo de llevar a cabo las correspondientes simulaciones dinámicas ante diferentes condiciones de operación del sistema.

# Índice

<b>1. Introducción</b>	<b>7</b>
1.1. Motivación . . . . .	7
1.2. Hipótesis . . . . .	8
1.3. Objetivos . . . . .	8
1.3.1. Objetivos Generales . . . . .	8
1.3.2. Objetivos Específicos . . . . .	8
1.4. Alcances . . . . .	8
<b>2. Sistemas de Potencia (SEP)</b>	<b>9</b>
2.1. Estructura del sistema de potencia . . . . .	9
2.2. SADI . . . . .	11
2.2.1. Sistema Eléctrico Patagónico (SIP) . . . . .	12
<b>3. Estabilidad</b>	<b>15</b>
3.1. Estabilidad en frecuencia . . . . .	17
3.1.1. Regulación primaria de frecuencia (RPF) . . . . .	19
3.1.2. Regulación secundaria de frecuencia (RSF) . . . . .	22
3.1.3. Regulación terciaria de frecuencia (RTF) . . . . .	24
3.2. Estabilidad en tensión . . . . .	24
3.2.1. Clasificación de la Estabilidad de Tensión . . . . .	27
3.3. Estabilidad de ángulo rotórico . . . . .	28
3.3.1. Clasificación de la estabilidad de ángulo del rotor . . . . .	31
<b>4. Generadores eólicos actuales</b>	<b>35</b>
4.1. Generadores de velocidad fija . . . . .	35
4.1.1. Generadores de inducción de velocidad fija . . . . .	35
4.2. Generadores de velocidad variable . . . . .	36
4.2.1. Generadores sincrónicos de imanes permanentes con etapa inversora . . . . .	36
4.2.2. Generador Doblemente Alimentado (DFIG) . . . . .	37

4.3. Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) . . . . .	38
<b>5. Flexibilidad de un SEP</b>	<b>40</b>
5.1. Almacenamiento de energía . . . . .	42
5.1.1. Almacenamiento de energía en la operación de la red . . . . .	43
5.1.2. Integración de energías renovables . . . . .	44
5.1.3. Emulación de potencia sincronizante . . . . .	44
5.1.4. Reducción de reserva rodante . . . . .	45
5.1.5. Control de potencia-frecuencia . . . . .	45
5.1.6. Arranque en frío . . . . .	45
5.1.7. Tecnologías de almacenamiento . . . . .	45
5.2. Control de frecuencia con Aerogeneradores . . . . .	49
5.2.1. Control “droop” o Característica Potencia/Frecuencia . . . . .	50
5.2.2. Control deload . . . . .	51
5.3. Inversores Grid-Forming . . . . .	54
5.3.1. Controlador Grid-Following . . . . .	57
5.3.2. Controlador Grid-Forming . . . . .	57
<b>6. Modelado de la demanda en el sistema de potencia</b>	<b>59</b>
6.1. Conceptos básicos del modelado de la demanda . . . . .	59
6.1.1. Modelos estáticos de la demanda . . . . .	60
6.1.2. Modelos dinámicos de la demanda . . . . .	62
<b>7. Desarrollo</b>	<b>63</b>
7.1. Análisis del Sistema Eléctrico Patagónico . . . . .	63
7.2. Modelado . . . . .	69
7.2.1. Modelo general del Sistema Patagónico . . . . .	69
7.2.2. Modelos de generadores eólicos . . . . .	70
7.2.3. Modelos de Control de Pitch para Generadores Eólicos . . . . .	72
7.2.4. Modelo Aerodinámico genérico para Generadores Eólicos . . . . .	73

7.2.5.	Modelos de Almacenamiento de Energía . . . . .	74
7.2.6.	Modelo Estático de la Demanda . . . . .	78
7.3.	Homologación del modelo . . . . .	79
7.4.	Planteo de escenarios . . . . .	85
7.4.1.	Escenario base y casos a estudiar . . . . .	87
7.4.2.	Secuencia DAG . . . . .	88
7.5.	Simulaciones . . . . .	89
7.5.1.	Escenario 1 . . . . .	89
7.5.2.	Escenario 2 . . . . .	95
7.5.3.	Escenario 3 . . . . .	101
7.5.4.	Escenario 4 . . . . .	108
7.5.5.	Escenario 5 . . . . .	111
<b>8.</b>	<b>Observaciones</b>	<b>113</b>
8.1.	Observaciones Escenario 1 . . . . .	113
8.2.	Observaciones Escenario 2 . . . . .	114
8.3.	Observaciones Escenario 3 . . . . .	115
8.4.	Observaciones Escenario 4 . . . . .	115
8.5.	Observaciones Escenario 5 . . . . .	116
8.6.	Observaciones Comparaciones Escenarios . . . . .	116
8.7.	Observaciones sobre la influencia del modelado estático de la demanda . . . . .	119
<b>9.</b>	<b>Remuneración de los Sistemas de Almacenamiento de Energía</b>	<b>122</b>
9.1.	Remuneración por flexibilidad en Mercados Internacionales . . . . .	124
9.1.1.	Dinamarca . . . . .	128
9.1.2.	Irlanda . . . . .	130
9.1.3.	Reino Unido . . . . .	132
9.1.4.	Estados Unidos - Caso California (CAISO) . . . . .	134
9.1.5.	España . . . . .	135
9.1.6.	Australia . . . . .	136

9.1.7. Alemania . . . . .	138
<b>10.Conclusiones</b>	<b>140</b>

# 1. Introducción

## 1.1. Motivación

El Sistema Eléctrico Patagónico posee una alta penetración de energías renovables, principalmente del tipo eólica, la cuál tiene la característica de presentar fuertes intermitencias en su servicio, al depender del viento.

La participación de la generación renovable de naturaleza fluctuante en un sistema eléctrico supone un gran reto para la seguridad operacional de éste. Este tipo de generación desplaza a los tradicionales generadores térmicos sincrónicos y no aporta a la inercia total del sistema, complicando la estabilidad de la frecuencia; así también el comportamiento ante fallas eléctricas es modificado por los bajos niveles de corriente de cortocircuito que proveen los inversores ligados a este tipo de generación renovable. La estabilidad de tensión y la capacidad de potencia reactiva también se ven afectadas, en parte, por la ubicación lejana a los centros de carga de este tipo de generación; y por supuesto, la naturaleza intermitente de la generación eólica demanda mantener mayores niveles de reservas operativas.

Debido al auge de las fuentes de generación renovable no convencionales, en estos últimos años gran parte de la literatura está enfocada en los problemas de control que conlleva este tipo de energía. Por ejemplo, las rampas de bajada de generación no controlables cuando el recurso eólico disminuye y el escaso aporte a la regulación de frecuencia del sistema. En la actualidad se están desarrollando diferentes estudios implementando diferentes tipos de tecnologías con el fin de mejorar la estabilidad de la red y aumentar aún mas la penetración de energías renovables.

Por otro lado, la unión entre el Sistema Eléctrico Patagónico y el resto SADI se realiza únicamente por la línea de alta tensión (LAT) en 500 kV, que vincula a los municipios de Puerto Madryn y Choele-Choel. Esta es vulnerable a sufrir diferentes tipos de eventos, como por ejemplo, sobrecarga de las líneas, mantenimiento, oscilaciones de potencia, oscilaciones interárea, etc., que provocan su salida de servicio. La ocurrencia de esta contingencia puede provocar un fuerte impacto en el resto del sistema por los grandes flujos de potencia que se transmiten, desencadenando la partición del sistema.

El objetivo principal de este trabajo es analizar la estabilidad en frecuencia y tensión del Sistema Patagónico operando en modo isla, tras una falla en la Línea de Alta Tensión (LAT) que lo conecta con el resto del SADI y su posterior salida de servicio.

En el transcurso del mismo nos enfrentaremos a diferentes desafíos proveniente de las diversas condiciones operativas que presenta el sistema, buscando las mejores soluciones tecnológicas para cumplir con los objetivos.

Finalmente, se realizarán diversas simulaciones dinámicas utilizando el software PSS-E, con el propósito de validar lo expuesto previamente.

## **1.2. Hipótesis**

La hipótesis de este trabajo plantea que es posible mejorar la estabilidad en frecuencia y tensión del sistema en isla mediante la implementación de diversas soluciones tecnológicas, haciendo foco en maximizar la utilización de los recursos renovables disponibles en la región.

## **1.3. Objetivos**

### **1.3.1. Objetivos Generales**

El objetivo principal de este proyecto es analizar la estabilidad del Sistema Eléctrico Patagónico argentino en condiciones de operación en modo isla. Para ello, se estudiará la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), evaluando su desempeño en distintos escenarios con el fin de mejorar la respuesta del sistema ante una falla y la posterior desconexión de la LAT Choele Choel – Puerto Madryn.

### **1.3.2. Objetivos Específicos**

- Recopilar información sobre la capacidad instalada de los diferentes tipos generación en el Sistema Eléctrico Patagónico.
- Recopilar información sobre las demandas de las distintas regiones del Sistema Eléctrico Patagónico.
- Recopilar información sobre los problemas de estabilidad del Sistema Eléctrico Patagónico.
- Recopilar información sobre las diversas tecnologías aplicables para este estudio.
- Definir los escenarios en los cuales se llevarán a cabo las simulaciones dinámicas.
- Definir y configurar el modelo representativo del sistema eléctrico patagónico que será empleado en las simulaciones dinámicas.
- Evaluar la estabilidad en frecuencia y tensión del sistema en los diferentes escenarios mencionados previamente, tras la implementación de las soluciones tecnológicas estudiadas.

## **1.4. Alcances**

El presente trabajo aborda el estudio de estabilidad del Sistema Eléctrico Patagónico al implementar diversas alternativas tecnológicas en distintos escenarios de demanda y generación, sin perder de vista el objetivo de maximizar el uso de energías renovables.

Dentro de los objetivos se incluye, identificar los posibles problemas de estabilidad que se podrían enfrentar, así como proponer mejoras técnicas como solución a dichos problemas.

## 2. Sistemas de Potencia (SEP)

### 2.1. Estructura del sistema de potencia

Los sistemas eléctricos de potencia varían en su tamaño y en sus componentes estructurales. Sin embargo, todos tienen siempre las mismas características básicas:

- Están compuestos de sistemas trifásicos de corriente alterna que operan esencialmente a tensión constante. Las instalaciones de generación y transmisión emplean equipamiento trifásico. Las cargas industriales son invariablemente trifásicas; las cargas residenciales y comerciales monofásicas están distribuidas igualmente entre las fases, de manera de formar tan efectivamente como sea posible un sistema trifásico balanceado.
- Emplean máquinas sincrónicas para la generación de electricidad. Las máquinas primarias convierten las fuentes primarias de energía (fósil, nuclear, e hidráulica) a energía mecánica que, a su vez, se convierte en energía eléctrica en los generadores sincrónicos.
- Se efectúa la transmisión de potencia sobre una distancia significativa hasta los consumidores diseminados en áreas muy vastas. Esto requiere que el sistema de transmisión comprenda subsistemas que operan a diferentes niveles de tensión.

La Figura 2.1 ilustra los elementos básicos de un sistema eléctrico de potencia moderno. La potencia eléctrica se produce en centrales de generación y se transmite a los consumidores a través de una compleja red de componentes individuales, incluyendo líneas de transmisión, transformadores y elementos de maniobra.

La práctica común es clasificar a la red de transmisión en los siguientes subsistemas:

1. Sistema de Transmisión.
2. Sistema de Subtransmisión.
3. Sistema de Distribución.

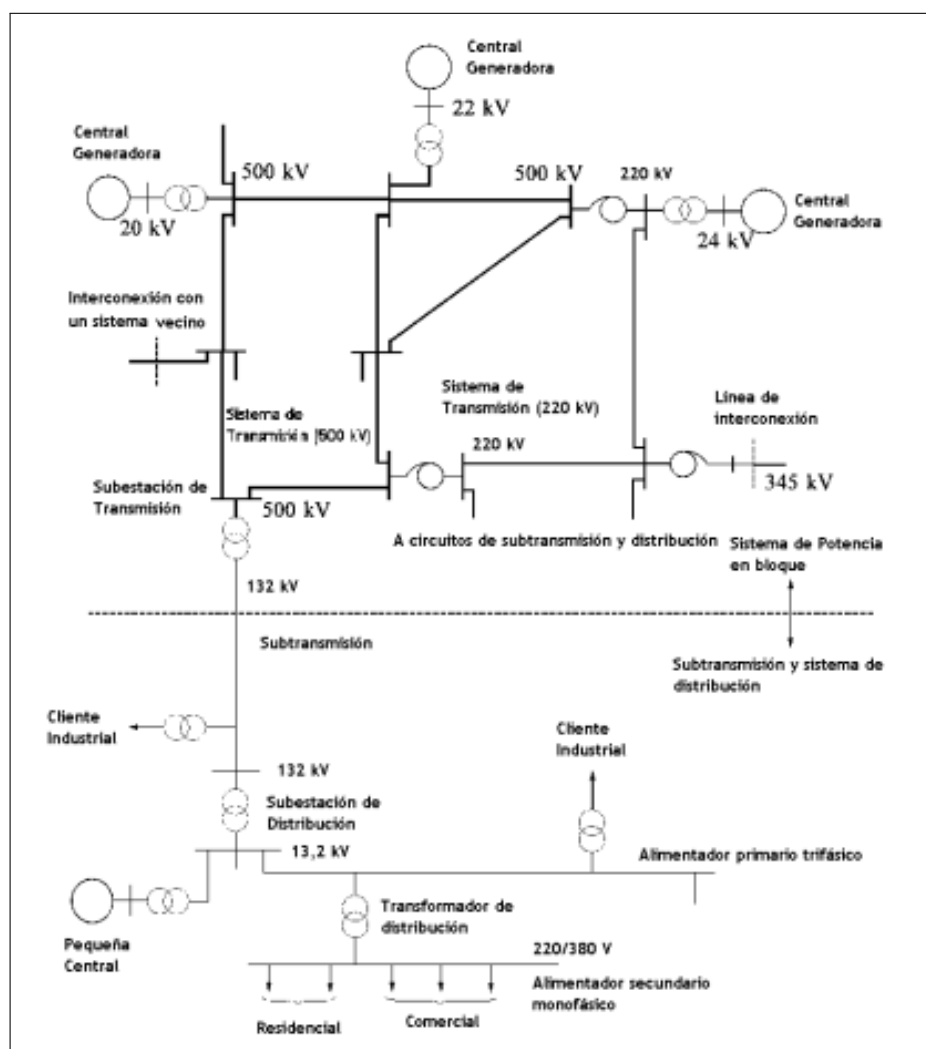
El sistema de transmisión interconecta a todas las centrales de generación principales y a los centros de carga más importantes en el sistema. Este forma la columna vertebral del sistema de potencia integrado y opera a los mayores niveles de tensión (típicamente, de 230 kV en adelante). Las tensiones de generación usualmente están en el rango de los 11 a los 35 kV. Estas se elevan hasta el nivel de la tensión de transmisión, y la potencia se transmite hasta las subestaciones de transmisión, donde las tensiones se reducen al nivel de subtransmisión (típicamente, de 66 a 132 kV). Los subsistemas de generación y transmisión frecuentemente se refieren como sistema de potencia en bloque.

El sistema de subtransmisión transmite potencia en pequeñas cantidades desde las subestaciones de transmisión a las subestaciones de distribución. Los grandes clientes industriales generalmente se alimentan desde las instalaciones del sistema de subtransmisión. En algunos sistemas, no existe una clara demarcación entre los circuitos de subtransmisión y transmisión. En la medida que el sistema se expande y se vuelven necesarios mayores niveles de tensión

para la transmisión, las viejas líneas de transmisión con frecuencia se relegan a la función de subtransmisión.

El sistema de distribución representa la etapa final en la transferencia de potencia hacia los consumidores individuales. La tensión primaria de distribución se encuentra típicamente entre los 4 y los 34,5 kV. Los pequeños consumos industriales se abastecen mediante alimentadores primarios a ese nivel de tensión. Los alimentadores secundarios de distribución alimentan a clientes residenciales y comerciales en un rango de 120 a 240 V, según el país. Las pequeñas plantas generadoras ubicadas cerca de la demanda están frecuentemente conectadas directamente a los sistemas de subtransmisión o distribución.

Las interconexiones con los sistemas de potencia aledaños se originan usualmente al nivel de transmisión del sistema. El sistema en su conjunto, consiste así de múltiples fuentes de generación y varias capas de redes de transporte. Esto provee un elevado grado de redundancia estructural que le permite al sistema afrontar inusuales contingencias sin interrupción de servicio a los consumidores.



**Figura 2.1:** Elementos básicos de un Sistema de Potencia.



### **2.2.1. Sistema Eléctrico Patagónico (SIP)**

El SADI es la red principal de transmisión de energía eléctrica en Argentina, que conecta la mayoría de las regiones del país. Dentro de este sistema, el SIP ocupa un lugar importante debido a sus características particulares y su contribución al suministro eléctrico nacional. A continuación, se ofrece un resumen sobre este subsistema del SADI.

#### **Ubicación y Extensión**

El SIP comprende las provincias de Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego. Se destacan sus vastos territorios y baja densidad poblacional.

#### **Recursos Energéticos**

- **Energía Hidroeléctrica:** La región patagónica dispone de significativos recursos hídricos que han sido aprovechados para la generación de energía hidroeléctrica. Entre las principales represas se destacan Futaleufú, Río Escondido y Florentino Ameghino, todas ubicadas en la provincia de Chubut.
- **Energía Eólica:** La región patagónica se posiciona como uno de los sitios más favorables a nivel mundial para la generación de energía eólica, gracias a la presencia de vientos intensos y persistentes a lo largo del año. Ejemplos representativos de esta potencialidad son los parques eólicos Rawson y Madryn, ambos ubicados en la provincia de Chubut, que se encuentran actualmente en operación.
- **Energía Térmica:** La provincia de Chubut cuenta con diversas centrales térmicas que aportan al abastecimiento energético regional. Entre las más relevantes se encuentran la Central Térmica de Ciclo Combinado Patagonia, la Central Térmica de Ciclo Combinado Comodoro y la Central Térmica de Aluar, asociada al complejo industrial de aluminio en Puerto Madryn. En la provincia de Santa Cruz, la Central Térmica Río Turbio, que utiliza carbón local, es la principal instalación térmica, con una capacidad cercana a los 240 MW. Además, se destaca la Central Térmica Los Perales, que opera con gas natural para abastecer la demanda energética regional.

#### **Infraestructura y Conexión**

**Líneas de Transmisión:** La Patagonia está conectada al SADI mediante líneas de alta tensión de 500 kV que permiten la transmisión de energía desde las áreas de generación hacia los centros de consumo. Sin embargo, la infraestructura aún enfrenta desafíos debido a las grandes distancias y condiciones climáticas extremas.

#### **Desafíos y Proyectos**

**Desafíos:** La principal dificultad en el área patagónica es la logística de transmisión de energía a través de vastos y a menudo inhóspitos territorios. Esto incluye la necesidad de mantenimiento constante y la inversión en infraestructura para evitar interrupciones del suministro.

**Proyectos en Desarrollo:** Se están desarrollando diversos proyectos para mejorar la capacidad y eficiencia de la red de transmisión en la Patagonia. Estos incluyen la ampliación de parques

eólicos y el fortalecimiento de las líneas de transmisión para asegurar un suministro estable y confiable de energía.

### Contribución al SADI

El Sistema Eléctrico Patagónico juega un rol muy importante en el SADI debido a su capacidad de generar grandes cantidades de energía a partir de fuentes renovables, en particular, de origen eólico.

En la tabla 2.1 se muestran las potencias instaladas en MW por tecnología para cada región del SADI.

REGION	TV	TG	CC	DI	Térmico Total	Nuclear	Hidro > 50 MW	Solar	Eólica	Hidro <= 50 MW	Biomasa	Biogas	Renovable Total	TOTAL
CUYO	120	114	384	40	658	0	957	559	0	197	0	0	1 713	2 371
COM	0	501	1 490	64	2 055	0	4 725	7	253	44	0	2	5 031	7 086
NOA	261	699	1 945	318	3 223	0	101	778	194	119	2	3	1 196	4 418
CENTRO	0	626	721	40	1 387	648	802	118	240	117	1	21	1 299	3 334
GBA-LIT-BAS	3 870	2 691	9 966	813	17 340	1 107	945	0	1 443	0	0	53	2 441	20 888
NEA	0	0	0	284	284	0	2 745	0	0	0	71	0	2 816	3 099
PATA	0	286	301	0	587	0	560	0	1 575	47	0	0	2 182	2 769
U. Móviles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>4 251</b>	<b>4 916</b>	<b>14 806</b>	<b>1 559</b>	<b>25 532</b>	<b>1 755</b>	<b>10 834</b>	<b>1 461</b>	<b>3 705</b>	<b>524</b>	<b>73</b>	<b>79</b>	<b>16 678</b>	<b>43 965</b>
% TÉRMICO	17%	19%	58%	6%	100%									
<b>% TOTAL</b>					<b>58%</b>	<b>4%</b>							<b>38%</b>	<b>100%</b>

**Tabla 2.1:** Potencia Instalada por Tecnología/Región [MW].

En particular, para el SIP, se tiene una potencia instalada de generadores eólicos con una suma de 1.575 MW, que representa el 42 % de la generación eólica a nivel nacional. Así mismo, la generación renovable del tipo eólica corresponde al 57 % de la potencia instalada en esta región, abarcando todos los tipos de tecnologías, térmicas convencionales, hidráulicas y renovables. Finalmente, la potencia instalada total del SIP representa un 6,3 % de la potencia instalada total del SADI.

Tal como se mencionó anteriormente, se trata de una región con baja densidad poblacional (del orden de 2,2 hab/km<sup>2</sup>). Por lo tanto, la demanda de este área tiene un impacto relativamente bajo en la demanda del SADI. Esto puede evidenciarse en las Figuras 2.3 y 2.4.

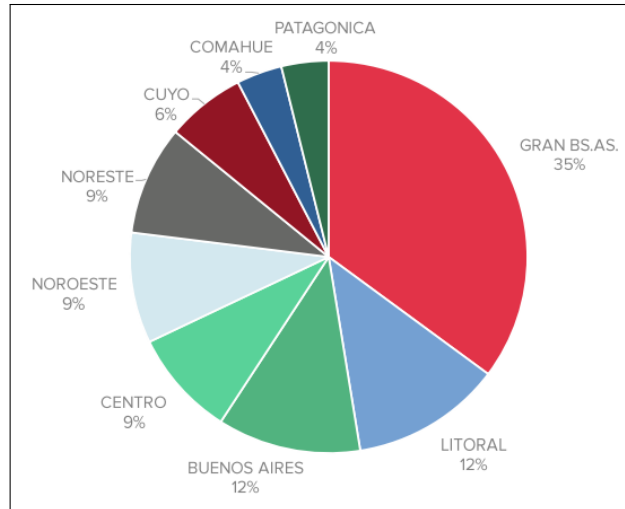


Figura 2.3: Detalle por Área de Demanda - Acumulado 2024.

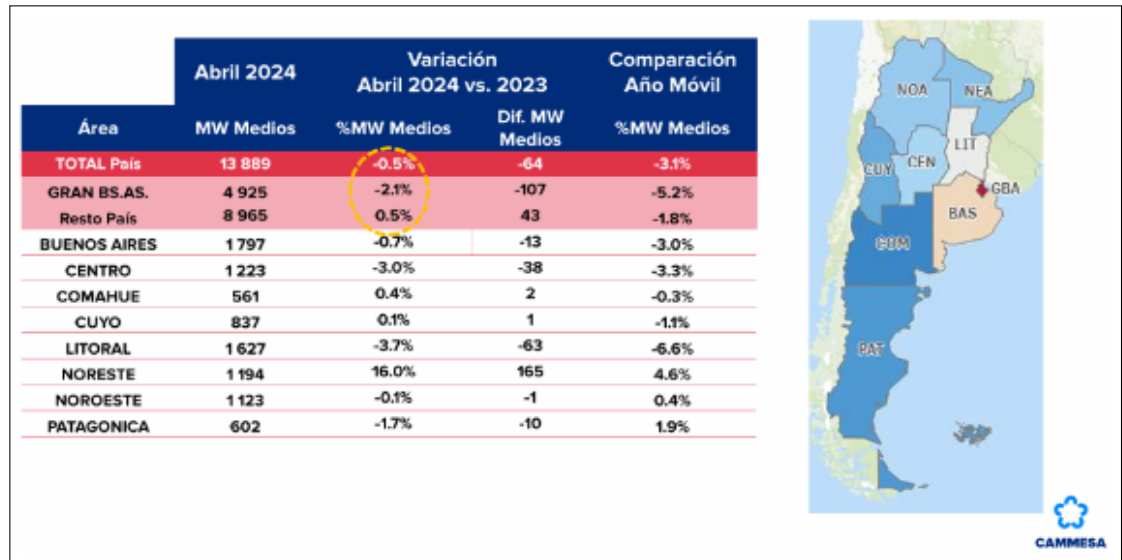


Figura 2.4: Demanda total MEM por regiones.

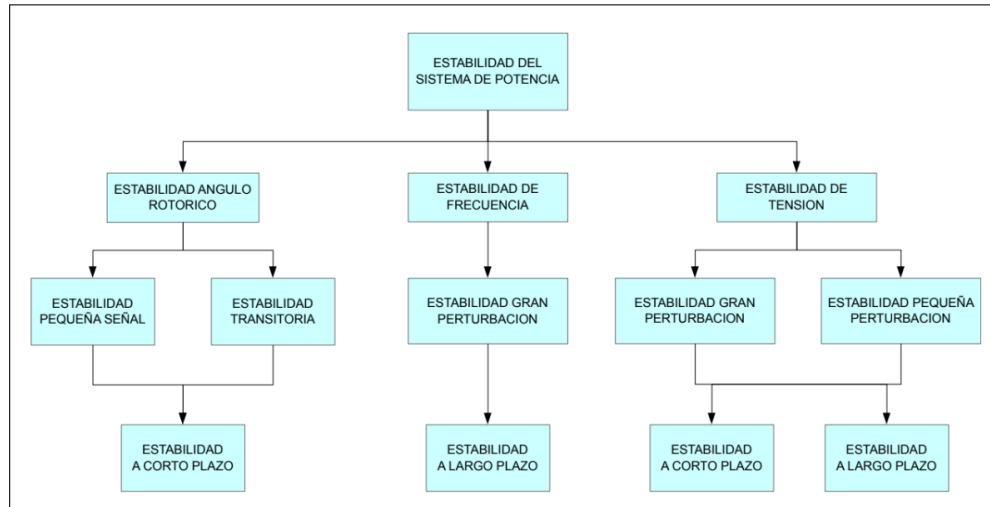
Según se observa, el SIP representa una demanda del orden del 4% del total del sistema. Tomando como ejemplo a la demanda del mes de abril de 2024, se tiene una demanda media de 602 MW. Por lo tanto, considerando una potencia instalada igual a 2.769 MW, se tiene un excedente de aproximadamente el 78% de la energía generada. Por todo esto, puede asegurarse que se trata de una región fuertemente exportadora.

Esto representa un gran desafío dado que transmitir estos grandes paquetes de potencia puede acarrear diversos problemas de estabilidad debido a las grandes distancias que se deben recorrer.

### 3. Estabilidad

La estabilidad del sistema eléctrico, para una condición de funcionamiento inicial dada, es la capacidad de ese sistema de recuperar un estado de equilibrio operativo después de someterse a una perturbación física, con la mayoría de las variables limitadas, de modo que prácticamente todo el sistema permanece intacto.

En la Figura 3.1 se muestran los diferentes tipos de estabilidad que se pueden presentar en un sistema de potencia.



**Figura 3.1:** Clasificación de la estabilidad en un sistema de potencia

La definición se aplica a un sistema de potencia interconectado como un todo. A menudo, sin embargo, también es interesante la estabilidad de un generador o grupo de generadores en particular.

El sistema de potencia es inherentemente no lineal y opera en un entorno dinámico, donde las cargas, la generación y los parámetros operativos varían constantemente. Ante una perturbación, la estabilidad del sistema depende tanto del estado operativo inicial como de las características de dicha perturbación. En este contexto, la estabilidad puede entenderse como la capacidad del sistema para mantener un equilibrio dinámico, en el cual las fuerzas opuestas que actúan sobre él se compensan en todo momento.

Los sistemas eléctricos están sometidos a una amplia gama de perturbaciones, pequeñas y grandes. Pequeñas perturbaciones en forma de cambios de carga se producen continuamente; el sistema debe poder adaptarse a las condiciones cambiantes y funcionar satisfactoriamente. También debe ser capaz de sobrevivir a numerosas perturbaciones de carácter severo, como un cortocircuito en una línea de transmisión o la pérdida de un generador importante. Una gran perturbación puede conducir a cambios estructurales debido al aislamiento de los elementos defectuosos. En un conjunto de equilibrio, un sistema de potencia puede ser estable para una perturbación física dada e inestable para otra.

La respuesta del sistema de potencia a una perturbación puede involucrar a gran parte del

equipamiento. Por ejemplo, una falla en un elemento crítico seguido de su aislación provocará variaciones en los flujos de potencia, las tensiones de las barras de la red y las velocidades de los rotores de las máquinas; las variaciones de tensión actuarán tanto en el generador como en los reguladores de tensión de la red de transmisión; las variaciones de velocidad del generador activarán los reguladores del motor primario; y las variaciones de tensión y frecuencia afectarán las cargas del sistema en grados variables dependiendo de sus características individuales. Además, los dispositivos utilizados para proteger equipos individuales pueden responder a variaciones en las variables del sistema y provocar el disparo del equipo, debilitando de este modo el sistema y posiblemente conduciendo a inestabilidad del mismo.

Si después de una perturbación el sistema de potencia es estable, alcanzará un nuevo estado de equilibrio con la integridad del sistema preservada, es decir, con prácticamente todos los generadores y cargas conectados a un único sistema de transmisión contiguo. Algunos generadores y cargas pueden ser desconectados por el aislamiento de elementos defectuosos o por un disparo intencional para preservar la continuidad de operación del grueso del sistema.

Para asegurar el correcto desempeño del sistema de potencia, se utilizan diferentes niveles de control que involucran un complejo arreglo de dispositivos. Esto se representa mediante una estructura global, donde se cuenta con controladores que operan directamente sobre elementos individuales del sistema. En una unidad generadora, estos consisten en los controles de la máquina primaria y los controles de la excitación. Los controles de la máquina primaria están concentrados en la regulación de la velocidad y el control de las variables de la energía suministrada, tales como la presión de caldera, temperaturas y flujos. La función del control de excitación es regular la tensión del generador y la salida de potencia reactiva. Los MW deseados de salida en cada unidad generadora se determinan mediante el sistema de control de generación (governor).

El propósito primario del sistema de control de generación es balancear la generación total del sistema con la demanda del mismo más las pérdidas, de manera que se mantengan la frecuencia deseada y los intercambios de potencia con los sistemas aledaños (flujos de interconexión).

Los controles de transmisión incluyen dispositivos de control sobre la potencia y la tensión, tales como compensadores VAR estáticos, compensadores sincrónicos, capacitores conmutables y reactores, transformadores con cambiadores de topes, transformadores variadores de fase, y sistemas de control de transmisión HVDC.

Los controles descritos anteriormente contribuyen a la operación satisfactoria del sistema de potencia manteniendo las tensiones y la frecuencia, así como otras variables, dentro de sus límites aceptables. Estas también tienen un efecto profundo sobre el desempeño dinámico del sistema de potencia y sobre su habilidad para enfrentar a las perturbaciones.

Los objetivos del control son dependientes del estado operativo del sistema de potencia. Bajo condiciones normales, el objetivo del control es operar tan eficientemente como sea posible con las tensiones y la frecuencia cerca de sus valores nominales. Cuando se desarrolla una condición anormal, deben satisfacerse nuevos objetivos para restaurar al sistema a la operación normal.

La tabla 3.1 muestra la escala de tiempo de varios problemas jerárquicos de control, para resolverse mediante computadoras/microprocesadores.

Escala de tiempo	Problema de control
Milisegundos	Control de Transmisión, Control de Tensión, Control de Excitación
2 s - 5 minutos	AGC (Automatic Generation Control/Control Automático de Generación)
10 min - Algunas horas	ED (Economic Dispatch/Despacho Económico)
Unas pocas horas - Una semana	UC (Unit Commitment/Asignación de Unidades)
1 mes - 6 meses	Programación de Mantenimiento
1 año - 10 años	Planeamiento de Sistemas (Modificación/Extensión)

**Tabla 3.1:** Escala de tiempo en problemas de control

En los siguientes apartados se analizarán los distintos tipos de inestabilidades que pueden afectar a un sistema eléctrico de potencia. En particular, el Sistema Eléctrico Patagónico presenta una alta vulnerabilidad a las inestabilidades rotóricas, debido a la gran longitud de la línea de transmisión que lo vincula con el sistema nacional, especialmente en el tramo Puerto Madryn – Choele Choel.

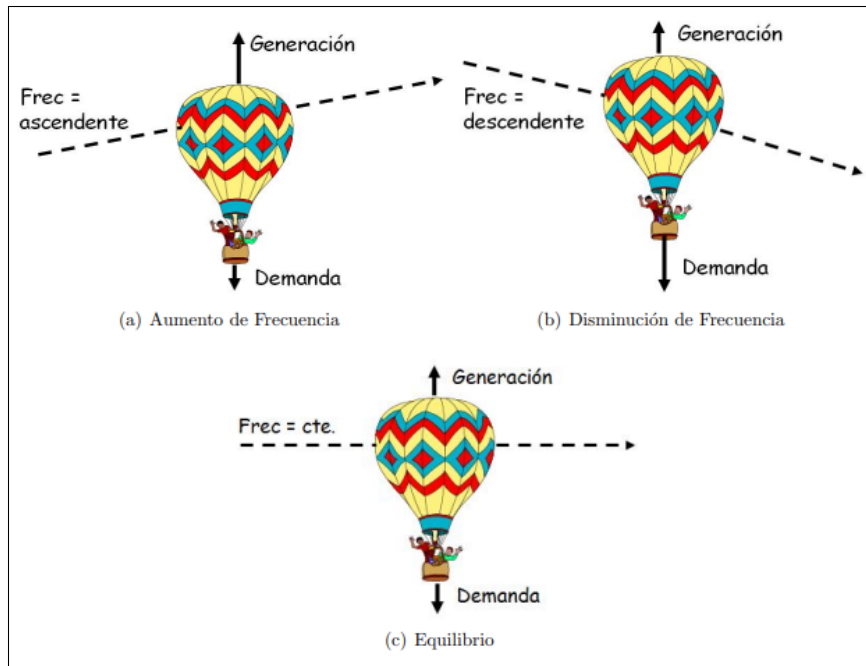
Asimismo, cuando el sistema opera en modo isla, pueden presentarse inestabilidades de frecuencia y tensión, producto de la limitada inercia y la variabilidad de la generación local.

Por todo lo anterior, se justifica la necesidad de realizar un análisis detallado de los distintos tipos de inestabilidad que podrían comprometer la operación segura del sistema.

### 3.1. Estabilidad en frecuencia

La frecuencia de la onda de tensión, al igual que su valor eficaz, es uno de los parámetros que debe permanecer dentro de unos límites estrictos para que el suministro eléctrico se realice en condiciones de calidad aceptables. Variaciones de la frecuencia alejadas del valor nominal pueden provocar el mal funcionamiento de diversos equipos industriales o domésticos.

La frecuencia de un sistema eléctrico está estrechamente relacionada con el equilibrio entre generación y demanda, como podemos ver de forma ilustrativa en la Figura 3.2. Mientras persiste el régimen permanente, el par acelerante aplicado por cada turbina sobre cada generador sincrónico es igual, descontando las pérdidas, al par electromagnético que tiende a frenar la máquina. Si en un momento dado aumenta la carga, es decir la potencia eléctrica demandada en el sistema, entonces aumenta el par electromagnético en los generadores, éstos comienzan a frenarse, y la frecuencia eléctrica disminuye progresivamente.



**Figura 3.2:** Equilibrio Generación-Demanda-Frecuencia.

La estabilidad en frecuencia es la habilidad de un sistema eléctrico de potencia, de restablecer la frecuencia luego de una perturbación severa de desbalance entre generación y carga. Es decir, depende de la habilidad de mantener o restablecer este balance, con mínima pérdida de demanda. La pérdida de carga es un hecho indeseado pero en muchos casos necesario e inevitable a la hora de preservar el funcionamiento del resto del sistema eléctrico.

Este tipo de situaciones puede llevar a la separación del sistema en islas (subsistemas independientes) que deben lograr cada una un estado de equilibrio estable con mínima pérdida de carga, equilibrio que queda evidenciado por el comportamiento de la frecuencia promedio de cada isla.

Generalmente los problemas de estabilidad en frecuencia están asociados a inadecuada respuesta de los equipos, coordinación insuficiente de los controles y protecciones o insuficiente reserva de generación.

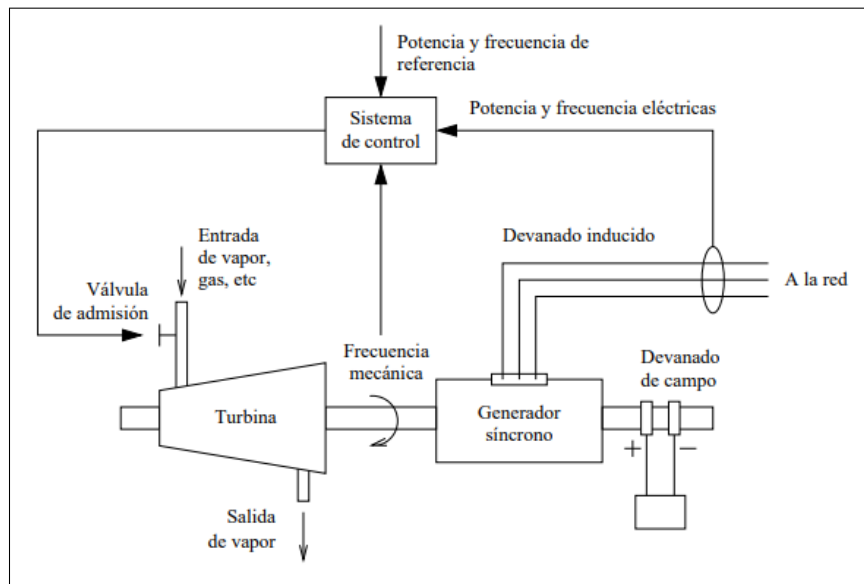
Los problemas de estabilidad en frecuencia pueden involucrar tiempos de segundos o fracciones de segundos (fenómenos de corto plazo) como el disparo por subfrecuencia y los controles de los generadores y protecciones. También pueden involucrar tiempos del orden de decenas de segundos y hasta varios minutos (fenómenos de largo plazo) como los relacionados a las plantas motrices de los generadores (las turbinas, calderas, etc.) y los reguladores de tensión. La inestabilidad en frecuencia de corto plazo, puede llevar a apagones en cuestión de segundos en el sistema, en una o varias islas.

En particular, en el Sistema Argentino de Interconexión, la estabilidad de frecuencia se considera un fenómeno de largo plazo, dado que se trata de un sistema predominantemente radial.

Para que un sistema sea estable en frecuencia, se cuentan con dos sistemas de control, la Regulación secundaria de Frecuencia (RPF) y la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF). Estos sistemas se abordarán a continuación.

### Regulación de Frecuencia

El elemento básico para ejercer el control frecuencia-potencia en un sistema eléctrico es el generador sincrónico. La Figura 3.3 muestra el esquema básico de un generador sincrónico con una turbina, que puede ser de vapor, de gas o de agua. La válvula de admisión a la turbina permite regular el flujo entrante a la misma y, por lo tanto, la potencia mecánica aportada al generador sincrónico.



**Figura 3.3:** Elementos principales de un generador sincrónico en el control de frecuencia.

#### 3.1.1. Regulación primaria de frecuencia (RPF)

La regulación primaria de frecuencia (RPF) es la primera acción que ejerce el sistema de control de la red ante un desequilibrio de potencias, operando en un margen de tiempo entre 2 a 20 segundos. Esta acción la realiza el regulador de velocidad de la turbina de los generadores que se encuentra seteado con un valor de referencia. El mismo sube o baja la potencia generada según el cambio de la frecuencia de tal manera de mantener la velocidad de la turbina constante.

Para que esta regulación sea efectiva, los generadores que regulan deben ser despachados por debajo de su carga máxima y así disponer de un margen de potencia con respecto a su potencia máxima operable denominado Reserva Rotante (RR). La misma se define como la diferencia entre el mínimo técnico de la máquina y la potencia máxima. Aquellas máquinas capaces de mantener una reserva rotante son las turbinas de vapor o gas y las hidroeléctricas.

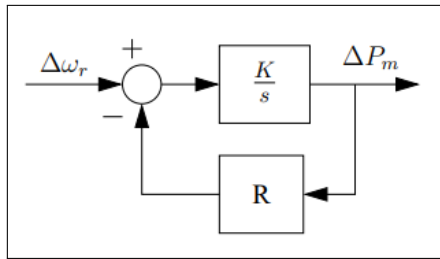
A pesar de ser una medida de acción que permite recuperar el balance entre la demanda y la generación y estabilizar la frecuencia en un valor seguro de operación por un tiempo acotado, presenta una serie de problemas.

- Existe un error en régimen permanente de la frecuencia ya que su valor final se estabiliza en una frecuencia distinta a la nominal, afectando el comportamiento de las cargas.
- Adicionalmente, deja a los generadores sin un margen para poder volver a actuar en caso de que se repita la misma perturbación o se presente una falla.
- Por último, dado que el reparto de la carga entre los generadores luego de un cambio de la demanda depende del estatismo de cada máquina, no se suelen cumplir los flujos de potencia programados por área cuando se trata de un SEP interconectado.

Para poder afrontar y corregir estos problemas, entra en operación la regulación secundaria de frecuencia. Se profundizará sobre este tipo de regulación en el apartado siguiente.

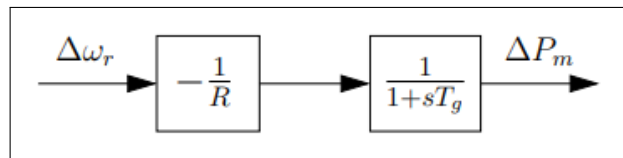
### Característica de Estatismo de los Generadores

Para permitir que varios generadores participen en el control primario de frecuencia dentro de un mismo sistema, se aplica en cada uno de ellos una característica frecuencia-potencia en régimen permanente negativa, mediante la introducción del lazo de control adicional representado en la figura 3.4.



**Figura 3.4:** Diagrama de bloques de un regulador primario con estatismo.

Este lazo puede reducirse al de la figura 3.5, donde  $T_g = \frac{1}{KR}$

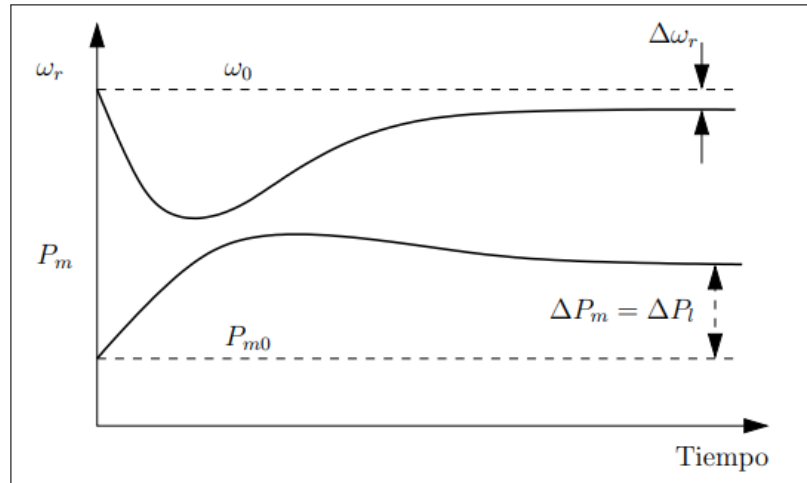


**Figura 3.5:** Diagrama de bloques reducido de un regulador primario con estatismo

Examinando el diagrama de bloques anterior, puede comprobarse que la constante  $R$  es la que termina la característica del regulador en régimen permanente. Dicha constante es conocida como estatismo del generador, y es igual a la relación entre el incremento relativo (por unidad) de velocidad  $\Delta\omega_r$  y el incremento relativo de potencia de salida  $\Delta P_m$ . Por lo tanto, la característica de estatismo de los generadores define la capacidad del sistema para compensar un desequilibrio de potencia a costa de una desviación en la frecuencia. De esta manera, puede escribirse lo siguiente:

$$R = -\frac{\text{incremento relativo de frecuencia}}{\text{incremento relativo de potencia}} = \frac{\omega_v - \omega_{pc}}{\omega_0} \quad (3.1)$$

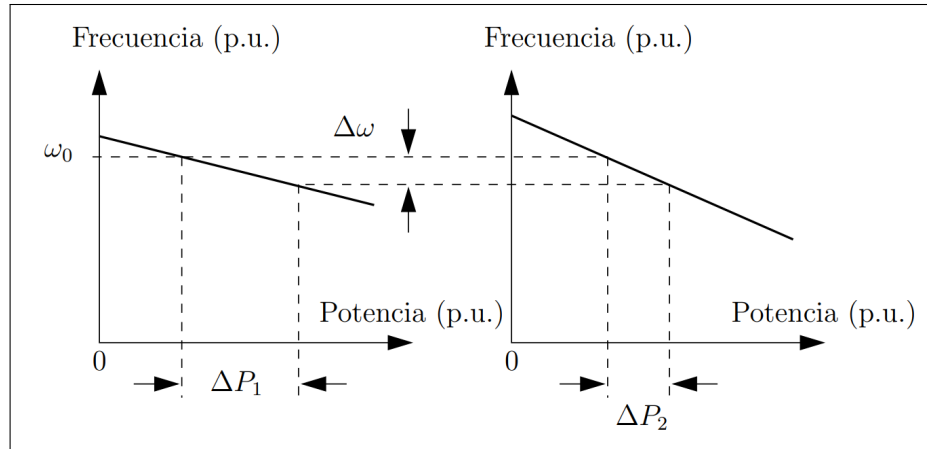
Donde  $\omega_v$  es la frecuencia en régimen permanente sin carga (en vacío),  $\omega_{pc}$  es la frecuencia en régimen permanente a plena carga, y  $\omega_0$  es la frecuencia nominal. En la figura 3.6, la cual representa a la ecuación 3.1, el estatismo es la pendiente de la característica frecuencia/potencia cambiada de signo.



**Figura 3.6:** Respuesta dinámica de un generador con estatismo

El estatismo puede expresarse en valores unitarios o porcentuales. Por ejemplo, un estatismo del 5 % significa que un incremento de frecuencia igual al 5 % provoca un incremento del 100 % en la apertura de la válvula y en la potencia de salida de la máquina.

El estatismo de control primario de frecuencia permite que varios generadores participen simultáneamente en dicho control. Si se consideran dos máquinas ( $R_1$  y  $R_2$ ) que responden a una variación de frecuencia  $\Delta f$ , la primera variará su generación una cantidad  $\Delta P_1 = -\frac{\Delta f}{R_1}$ , y la segunda  $\Delta P_2 = -\frac{\Delta f}{R_2}$ . Esta situación queda reflejada gráficamente en la figura 3.7.



**Figura 3.7:** Reparto de la carga entre dos generadores con estatismos diferentes.

La unidad con menor estatismo (a la izquierda) contribuye a la regulación primaria con mayor porcentaje de potencia respecto a su potencia nominal, y la que tiene mayor estatismo (a la derecha) contribuye con menor porcentaje de potencia. Si varias unidades en paralelo tienen el mismo estatismo, todas ellas contribuyen al control primario de manera proporcional a su potencia nominal.

### 3.1.2. Regulación secundaria de frecuencia (RSF)

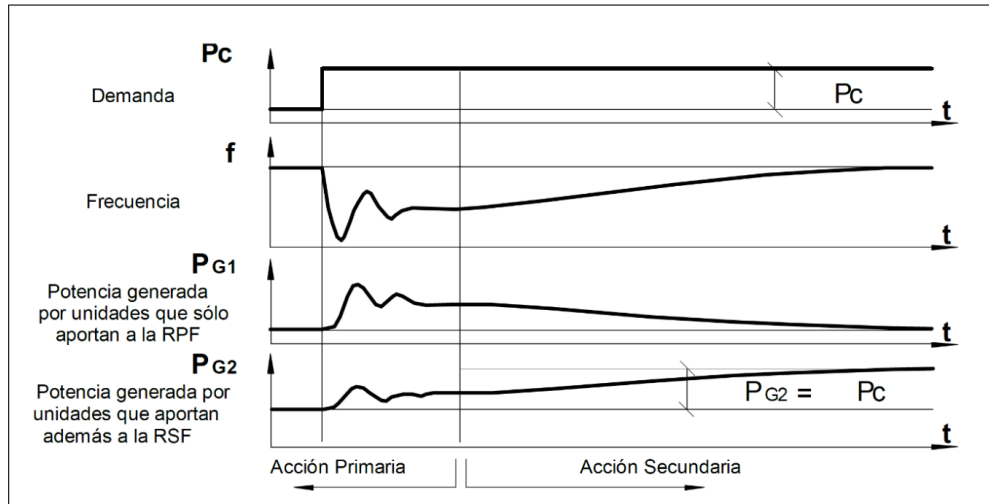
Ante cualquier variación de carga, la acción de control de la regulación primaria permite recuperar el balance entre potencia consumida (incluyendo pérdidas) y potencia demandada, pero no logra resolver dos efectos no deseados:

- La frecuencia queda desviada respecto a la de referencia.
- El reparto del incremento de carga entre los generadores queda determinado por sus estatismos, por lo que, en general, no se cumplirán los flujos de potencia programados entre áreas.

El objetivo de la regulación secundaria es el de corregir ambos defectos, devolviendo al sistema a la frecuencia de referencia y manteniendo los flujos de potencia programados. El tiempo de respuesta de este control es del orden de los 20 segundos a los 2 minutos.

La regulación secundaria de frecuencia puede ser realizada en forma manual o automática. En el primer caso, un generador de gran porte es el que asume el despacho de potencia a los efectos de corregir el error de frecuencia. Ejemplos de generadores que cumplen con esta función en el SADI son, las centrales como Salto Grande, El Chocón o Alicurá. Para el segundo caso, se emplea el automatismo denominado AGC, el cual interactúa simultáneamente con una variedad de máquinas, permitiendo que todas participen en el control de frecuencia secundario. De esta manera, se elimina la dependencia del funcionamiento de una sola máquina en particular.

En la siguiente figura se expone un ejemplo donde se observan tanto la regulación primaria de frecuencia como la secundaria cuando se tiene un aumento intempestivo de demanda.



**Figura 3.8:** Ejemplo de regulación secundaria de frecuencia frente a un aumento de demanda.

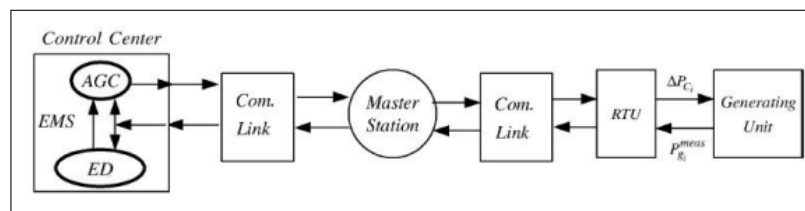
Tal como se observa, la regulación secundaria de frecuencia permite que aquellas máquinas que participan en la RPF puedan volver a su valor de potencia de consigna original. De esta manera se devuelve la reserva operativa y la correspondiente capacidad de las máquinas de volver a participar de la RPF en caso de ser necesario.

Restaurar la frecuencia del sistema a los valores nominales requiere de un control suplementario que ajuste el setpoint de potencia de referencia a través del variador del velocidad del generador.

El objetivo principal del Control Automático de Generación (AGC) es regular la frecuencia de manera de lograr que la misma permanezca dentro de un rango alrededor de un valor nominal específico y además mantener el intercambio de potencia entre las áreas controladas en un valor especificado. Todo esto lo realiza mediante el ajuste de los outputs de los generadores seleccionados para cumplir esta función.

El objetivo secundario es distribuir el cambio requerido de generación de las unidades para minimizar los costos de operación.

La figura 3.9 muestra un esquema de bloques del funcionamiento del AGC:



**Figura 3.9:** Esquema de funcionamiento AGC.

Podemos ver en el primer bloque a la izquierda el centro de control (Control Center), lugar en el que está el AGC interactuando con el Despacho Económico (ED por sus siglas en inglés) mediante un EMS (Energy Management System) y con las centrales de generación a través de equipos de comunicación (Com. Link.). A continuación se encuentra la central de generación (Master Station), que a través de otros equipos de comunicación (Com. Link y RTU) envía a cada unidad generadora (Generating Unit) la consigna requerida, y por último la unidad generadora (Generating Unit).

### 3.1.3. Regulación terciaria de frecuencia (RTF)

Para que la regulación secundaria sea efectiva, las unidades generadoras de un sistema deben disponer de una reserva suficiente de energía lista para compensar las variaciones de demanda. Esta reserva de energía varía con el tiempo, según el mecanismo de regulación secundaria va disponiendo de ella.

El objeto de la regulación terciaria es la restitución de la reserva de regulación secundaria mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de los generadores. En general, la regulación terciaria actúa sobre generadores que pueden estar o no estar acoplados, si bien el margen de tiempo en el que debe actuar (15 minutos) hace difícil que unidades térmicas no conectadas puedan participar en ella.

## 3.2. Estabilidad en tensión

La estabilidad de tensión se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener tensiones constantes en todas las barras en el sistema después de ser sometido a una perturbación de una condición de funcionamiento inicial dada. La inestabilidad que puede producirse se evidencia en forma de una caída progresiva o aumento de tensiones de algunas barras. El principal factor es la falta de habilidad del sistema de potencia para satisfacer a la demanda de potencia reactiva. La pérdida de sincronismo de máquinas, donde el ángulo entre los rotores de dos grupos de máquinas se aproxima a  $180^\circ$ , provoca la caída rápida de las tensiones en puntos intermedios en la red cerca del centro eléctrico. Un posible resultado de la inestabilidad de tensión es la pérdida de carga en un área o el disparo de líneas de transmisión y otros elementos por sus sistemas de protección que conducen a interrupciones en cascada. La pérdida de sincronismo de algunos generadores puede originarse en estas interrupciones o de condiciones operativas que violan el límite de corriente de campo.

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 3.10. 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.

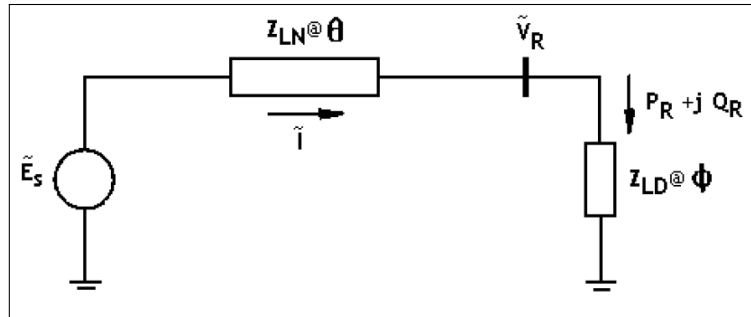


Figura 3.10: Sistema radial elemental.

La Figura 3.11 muestra, para el sistema de potencia de la Figura 3.10 las curvas de la relación  $V_R - P_R$  para diferentes valores del factor de potencia. El lugar geométrico de los puntos de operación críticos se muestra en la figura por medio de la línea de puntos. Normalmente, sólo los puntos de operación que están por encima de los puntos críticos representan condiciones de operación satisfactorias. Una repentina reducción en el factor de potencia (incremento en  $Q_R$ ) puede entonces causar que el sistema cambie desde una condición operativa estable a una insatisfactoria, y posiblemente inestable, condición operativa representada por la parte inferior de la curva P-V.

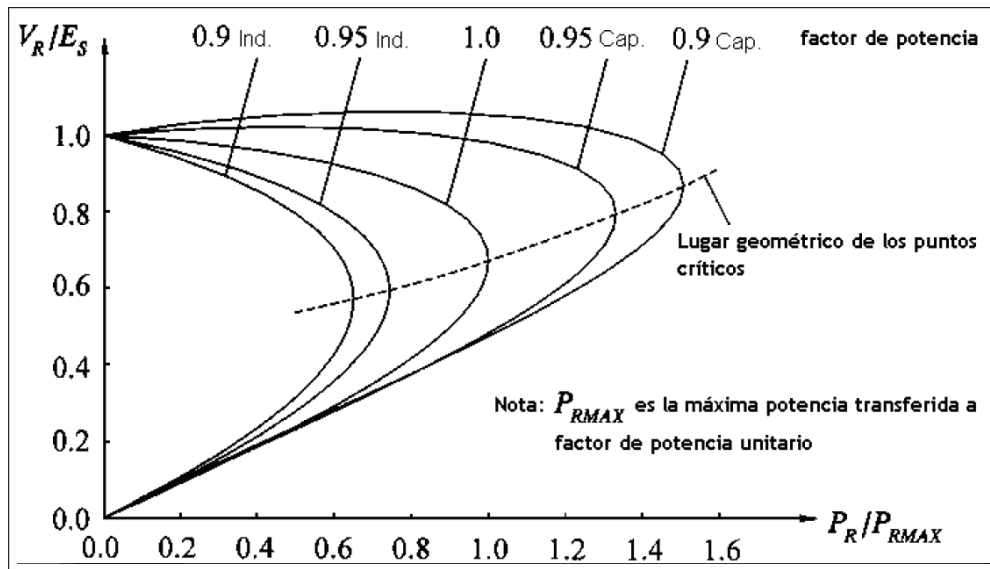
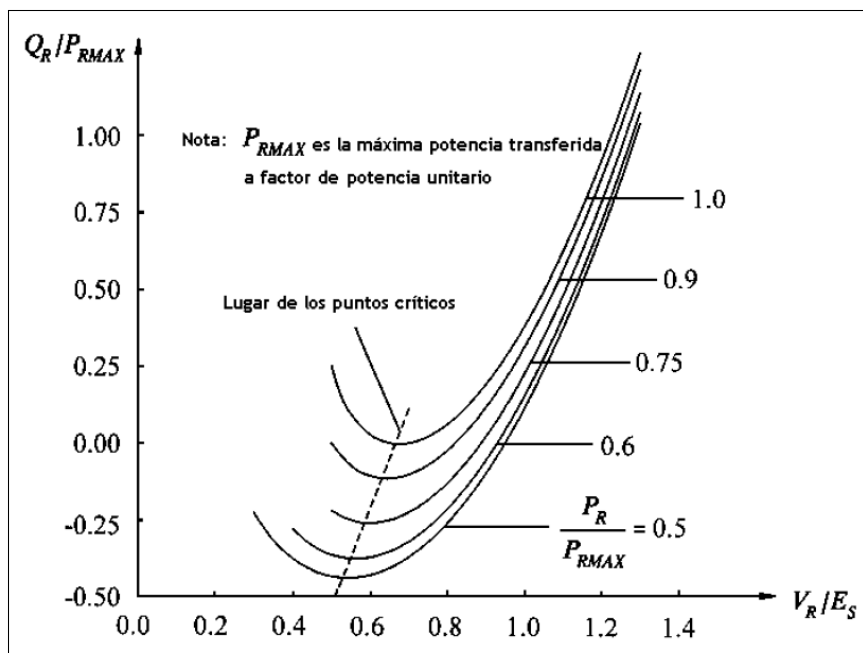


Figura 3.11: Característica  $P_R - V_R$  del sistema radial elemental.

La influencia de las características de potencia reactiva de los dispositivos en el extremo receptor (cargas y dispositivos de compensación) es más evidente en la Figura 3.12. Esta muestra una familia de curvas aplicable a un sistema de potencia de la Figura 3.10, donde cada una representa la relación entre  $V_R$  y  $Q_R$  para un valor fijo de  $P_R$ .



**Figura 3.12:** Características  $V_R - Q_R$  del sistema radial elemental.

El sistema es estable en la región donde la derivada  $dQ_R/dV_R$  es positiva. El límite de estabilidad de tensión (puntos de operación críticos) se alcanza cuando esta derivada es cero. Así las partes de las curvas Q-V a la derecha del mínimo representan una operación estable, y las partes a la izquierda representan la operación inestable. La operación estable en la región donde  $dQ_R/dV_R$  es negativo, puede alcanzarse solamente con una compensación de potencia reactiva controlada que tenga el suficiente rango de control y una elevada ganancia Q/V con una polaridad opuesta a la de lo normal.

### Colapso de tensión.

Es el proceso mediante el cual la secuencia de eventos que acompaña a la inestabilidad de tensión conduce a un apagón o a tensiones anormalmente bajas en una parte significativa del sistema de potencia.

### Aspectos que influyen en la inestabilidad de tensión

Las responsables de la inestabilidad de tensión son generalmente las cargas; en respuesta a una perturbación, la energía consumida por las cargas tiende a ser restaurada por la acción del regulador de deslizamiento del motor, los reguladores de tensión de distribución, los transformadores con cambio de tope y los termostatos. Las cargas restauradas sobrecargan la red de alta tensión, aumentando el consumo de energía reactiva y provocando una reducción adicional de la tensión.

Un factor importante que contribuye a la inestabilidad de tensión es la caída de tensión que se produce cuando la potencia activa y reactiva fluyen a través de reactancias inductivas de la red de transmisión; esto limita la capacidad de la red de transmisión para la transferencia de potencia y el control de tensión. La transferencia de potencia y el control de tensión se limitan aún más

cuando algunos de los generadores alcanzan sus límites de capacidad de tiempo de sobrecarga de campo o armadura. La estabilidad de tensión se ve amenazada cuando una perturbación aumenta la demanda de potencia reactiva más allá de la capacidad que puede sostenerse con los recursos disponibles de potencia reactiva.

### **Inestabilidad por sobretensión**

Si bien la forma más común de inestabilidad de tensión es la caída progresiva de las tensiones de la barra, el riesgo de inestabilidad por sobretensión también existe y se ha experimentado al menos en un sistema. Se origina por un comportamiento capacitivo de la red (líneas de transmisión EHV que operan por debajo de la carga de la impedancia de sobretensión), así como por limitadores de subexcitación que impiden que los generadores y/o compensadores sincrónicos absorban el exceso de potencia reactiva. En este caso, la inestabilidad está asociada con la incapacidad del sistema combinado de generación y transmisión para operar por debajo de cierto nivel de carga. En su intento de restaurar esta potencia de carga, los cambiadores de tomas del transformador causan inestabilidad de tensión a largo plazo.

Otra forma de problema de estabilidad de tensión que resulta en sobretensiones no controladas es la autoexcitación de máquinas sincrónicas. Esto puede ocurrir si la carga capacitiva de una máquina sincrónica es demasiado grande.

### **3.2.1. Clasificación de la Estabilidad de Tensión**

La Estabilidad de Tensión se puede clasificar de dos formas:

- **Estabilidad de Tensión de Pequeña Perturbación**

La estabilidad de tensión de pequeña perturbación se refiere a la capacidad del sistema para mantener tensiones constantes cuando se someten a pequeñas perturbaciones, tales como cambios incrementales en la carga del sistema. Esta forma de estabilidad está influenciada por las características de cargas, controles continuos y controles discretos, en un instante dado de tiempo. Este concepto es útil para determinar, en cualquier instante, cómo las tensiones del sistema responderán a pequeños cambios del sistema. Con suposiciones apropiadas, las ecuaciones del sistema pueden ser linealizadas para el análisis, permitiendo así el cálculo de información valiosa de la sensibilidad y útil para la identificación de factores que influyen en la estabilidad. Esta linealización, sin embargo, no puede dar cuenta de efectos no lineales tales como controles de cambiador de tomas (bandas muertas, pasos de derivación discretos y retardos de tiempo). Por lo tanto, una combinación de análisis lineal y no lineal se utiliza de manera complementaria.

- **Estabilidad de Tensión de Gran Perturbación**

La estabilidad de tensión de gran perturbación se refiere a la capacidad del sistema para mantener tensiones constantes después de grandes perturbaciones tales como fallas del sistema, pérdida de generación o contingencias de circuitos. Esta capacidad está determinada por el sistema y las características de la carga, las interacciones de controles continuos y discretos, y las protecciones. La determinación de la estabilidad de tensión de gran perturbación requiere el examen de la respuesta no lineal del sistema de potencia durante un

periodo de tiempo suficiente para capturar el rendimiento y las interacciones de dispositivos tales como motores, cambiadores de topes bajo carga de transformador y limitadores de corriente de campo del generador. El período de estudio de interés puede extenderse desde unos pocos segundos a decenas de minutos.

El intervalo de tiempo de interés para los problemas de estabilidad de tensión pueden variar de unos segundos a decenas de minutos. Por lo tanto, la estabilidad de tensión puede ser un fenómeno de corto plazo o de largo plazo.

- **Estabilidad de Tensión a corto plazo**

La estabilidad de tensión a corto plazo implica una dinámica de actuación de componentes de carga tales como motores de inducción, controladores electrónicos de cargas, y convertidores HVDC. El período de estudio de interés es del orden de varios segundos, y el análisis requiere la solución de ecuaciones diferenciales del sistema; esto es similar al análisis de la estabilidad del ángulo del rotor. El modelado dinámico de cargas es a menudo esencial. En contraste con la estabilidad del ángulo, los cortocircuitos cercanos a las cargas son importantes. Se recomienda que no se utilice el término estabilidad transitoria de tensión.

- **Estabilidad de Tensión a largo plazo**

La estabilidad de tensión a largo plazo implica equipos de acción más lenta, tales como transformadores de cambio de topes, controladores termostáticos de cargas y limitadores de corriente del generador. El período de estudio de interés puede extenderse a varios o muchos minutos, y se requieren simulaciones a largo plazo para el análisis de rendimiento dinámico del sistema.

La estabilidad se determina generalmente por la interrupción resultante del equipo, en lugar de la gravedad de la perturbación inicial. La inestabilidad se debe a la pérdida de equilibrio a largo plazo (por ejemplo, cuando las cargas intentan restaurar su potencia más allá de la capacidad de la red de transmisión y de la generación), siendo inestable el punto de operación en estado estacionario después de una pequeña perturbación, o una falta de atracción hacia el equilibrio estable postperturbación (por ejemplo, cuando una acción correctiva se aplica demasiado tarde).

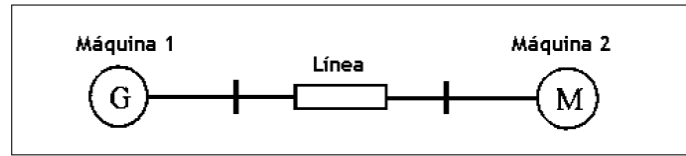
### **3.3. Estabilidad de ángulo rotórico**

La estabilidad del ángulo del rotor se refiere a la capacidad de las máquinas sincrónicas de un sistema de potencia interconectado, de permanecer en sincronismo después de haber sido sometidas a una perturbación.

#### **Relación potencia vs ángulo delta**

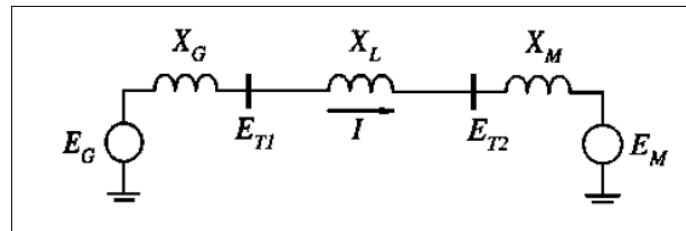
La relación potencia-ángulo es altamente no lineal. Más allá de un cierto límite, un aumento en la separación angular va acompañado de una disminución en la transferencia de potencia de tal manera que la separación angular se incrementa adicionalmente. Para ilustrar este fenómeno, se considera el sistema elemental representado en la Figura 3.13. Este sistema consiste de dos máquinas sincrónicas conectadas por una línea de transmisión que tiene una reactancia inductiva

$X_L$  con resistencia y capacidad despreciables. Se supone que la Máquina 1 representa a un generador alimentando a un motor sincrónico representado por la Máquina 2.



**Figura 3.13:** Diagrama unifilar de un sistema con dos máquinas

La Figura 3.14 muestra un modelo del sistema que puede utilizarse para determinar la relación entre potencia y ángulo. El modelo elemental comprende una tensión interna detrás de una reactancia efectiva para representar a cada máquina sincrónica. Para el análisis del desempeño en estado estacionario, es apropiado utilizar la reactancia sincrónica con la tensión interna igual a la tensión de excitación.



**Figura 3.14:** Modelo idealizado de un sistema de dos máquinas

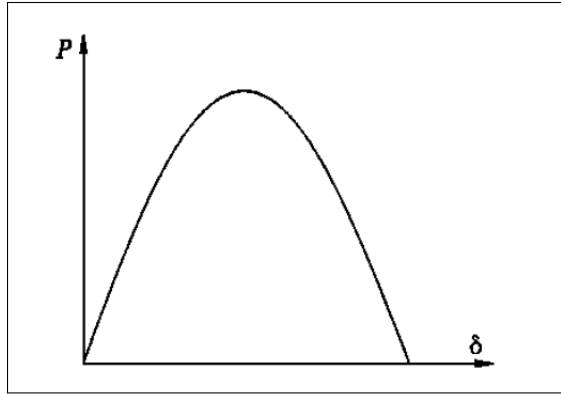
La potencia transferida desde el generador al motor está dada por:

$$P = \frac{E_G E_M}{X_T} \sin(\delta) \quad (3.2)$$

Donde:

$$X_T = X_G + X_L + X_M \quad (3.3)$$

La correspondiente relación potencia ángulo se grafica en la Figura 3.15. Con la salvedad de los modelos idealizados empleados para la representación de las máquinas sincrónicas, la potencia varía con el seno del ángulo: de lo cual vale la afirmación de la relación altamente no lineal.



**Figura 3.15:** Curva relación Potencia - Ángulo

Luego de alcanzar un cierto ángulo, nominalmente  $90^\circ$ , un posterior aumento en el ángulo resulta en un decrecimiento en la potencia transferida. En esa condición es cuando puede transferirse la máxima potencia en estado estacionario entre las dos máquinas. La magnitud de la máxima potencia es directamente proporcional a las tensiones internas de las máquinas e inversamente proporcional a la reactancia entre las tensiones, la cual incluye las reactancias de la línea de transmisión que conecta a las máquinas y a las reactancias de las mismas.

### El fenómeno de la pérdida de sincronismo

Bajo condiciones de estado estacionario, tenemos que existe un equilibrio entre el torque mecánico de entrada y el torque eléctrico de salida de cada máquina, por lo que la velocidad permanece constante.

Si el sistema se perturba, el equilibrio se pierde, resultando en una aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas.

La diferencia angular resultante transfiere parte de la carga desde la máquina más lenta hacia la más rápida, dependiendo de la relación ángulo - potencia. Esto tiende a reducir la diferencia de velocidad y por tanto la diferencia angular.

El cambio en el torque electromagnético de una máquina sincrónica después de una perturbación puede desdoblarse en dos componentes:

- La componente del torque de sincronización, en fase con la desviación del ángulo del rotor.
- La componente del torque de amortiguamiento, en fase con la desviación de velocidad.

$$\Delta T_e = T_s \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad (3.4)$$

Donde:

- $T_s \Delta \delta$  es la componente de la variación del torque en fase con la perturbación del ángulo del rotor  $\Delta \delta$  y se indica como la componente de sincronización,  $T_s$  es el coeficiente de torque sincronizante.

- $T_D \Delta\omega$  es la componente del torque en fase con la desviación de la velocidad  $\Delta\omega$  y se conoce como la componente de amortiguamiento;  $T_D$  es el coeficiente de torque amortiguante.

La estabilidad del sistema depende de la existencia de ambos componentes de torque para cada una de las máquinas sincrónicas. La falta de torque de sincronización suficiente da lugar a una inestabilidad aperiódica o no oscilatoria, mientras que la falta de torque de amortiguación da como resultado una inestabilidad oscilatoria.

### 3.3.1. Clasificación de la estabilidad de ángulo del rotor

La estabilidad de ángulo del rotor puede clasificarse en pequeña perturbación (o pequeña señal) y en gran perturbación (o estabilidad transitoria). Resulta importante destacar que, tanto la estabilidad del ángulo del rotor de pequeña perturbación, así como la estabilidad transitoria, se clasifican como fenómenos de corto plazo.

#### Estabilidad angular en pequeña perturbación

Este tipo de estabilidad se refiere a la capacidad del sistema de potencia para mantener el sincronismo bajo pequeñas perturbaciones. La estabilidad de pequeñas perturbaciones depende del estado de funcionamiento inicial del sistema. La inestabilidad que puede resultar puede ser de dos formas:

- Aumento del ángulo del rotor a través de un modo no oscilatorio o aperiódico debido a la falta de torque de sincronización. Para este caso se observa un comportamiento del ángulo rotórico  $\delta$  como el de la Figura 3.16, cuando no se cuenta con regulador de tensión:

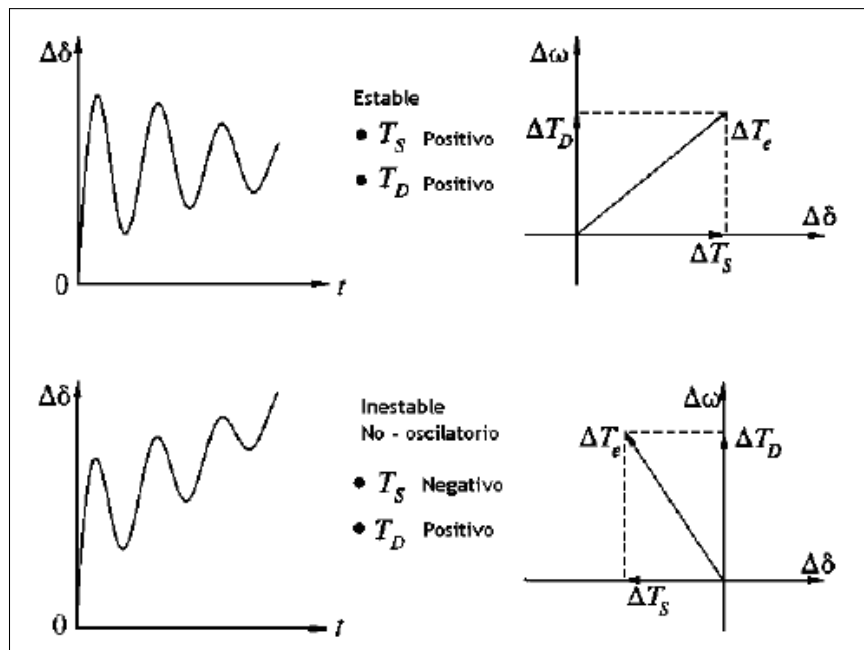
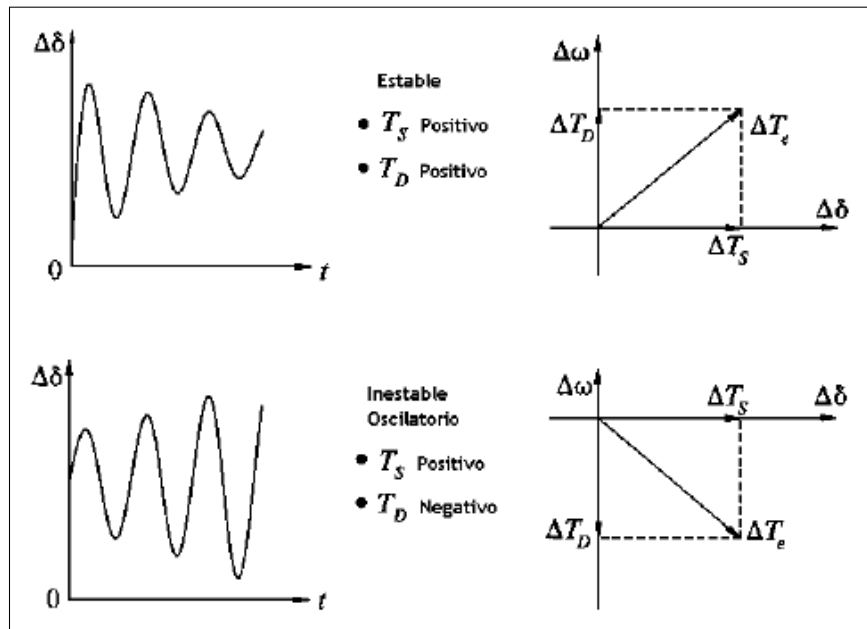


Figura 3.16: Respuesta con tensión de campo constante (sin regulador de tensión).

- II. Oscilaciones del rotor de amplitud creciente debido a la falta de torque de amortiguamiento suficiente. En la Figura 3.17 se observa el comportamiento del ángulo rotórico cuando se cuenta con la actuación del regulador de tensión.



**Figura 3.17:** Respuesta con la actuación del regulador de tensión.

En los sistemas de potencia actuales, el problema de la estabilidad del ángulo del rotor de pequeña perturbación suele asociarse con un amortiguamiento insuficiente de las oscilaciones.

La clave se encuentra en la estabilidad de los siguientes tipos de oscilaciones:

- *Modos locales o modos de máquina-sistema:* se asocian con la oscilación de unidades en las estaciones generadoras con respecto al resto del sistema de potencia.
- *Modos interárea:* se provocan por dos o más grupos de máquinas cercanas muy acopladas, interconectadas por una red débil.
- *Modos de control:* se asocian con excitadores mal sintonizados, controladores de velocidad, convertidores HVDC y compensadores var estáticos.
- *Modos torsionales:* están asociados con los componentes rotacionales del eje del sistema turbina-generator. La inestabilidad de modos torsionales puede generarse por la interacción con controles de excitación, controles de velocidad, controles HVDC y líneas compensadas por capacitores serie.

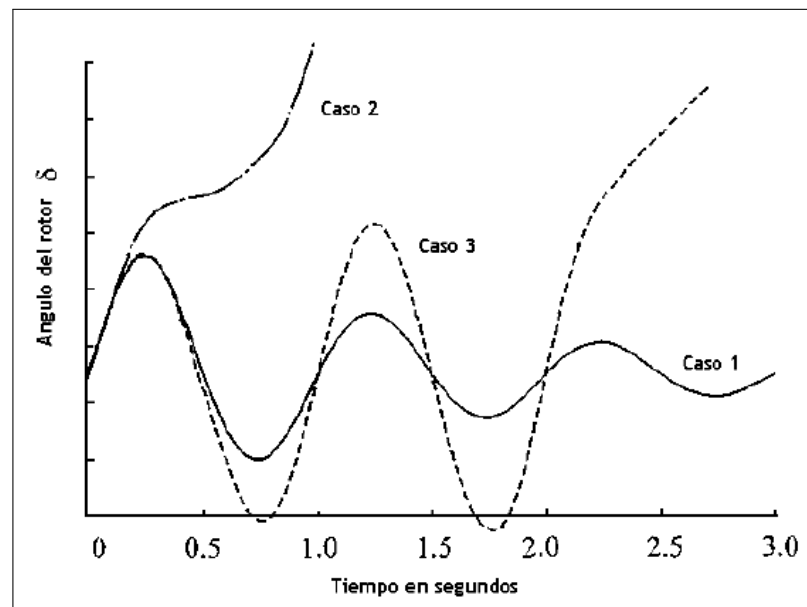
### Estabilidad angular de gran perturbación

La estabilidad del ángulo del rotor de gran perturbación o estabilidad transitoria, se refiere a la capacidad del sistema de potencia de mantener el sincronismo cuando se somete a una

perturbación severa, tal como un cortocircuito en una línea de transmisión. La respuesta del sistema resultante implica grandes excursiones de los ángulos del rotor del generador y está influenciada por la relación no lineal ángulo-potencia.

La estabilidad transitoria depende tanto del estado de funcionamiento inicial del sistema como de la gravedad de la perturbación. Usualmente, el sistema se altera a tal punto que la operación de estado estacionario en el sistema post-falla difiere de la que existía antes de la perturbación.

La Figura 3.18 ilustra sobre el comportamiento de una máquina sincrónica para una situación estable y para una inestable.



**Figura 3.18:** Respuesta del ángulo del rotor ante una perturbación transitoria.

Pueden distinguirse 3 casos diferentes:

- *Caso 1:* Es un caso estable, donde el ángulo del rotor se incrementa hasta un valor máximo, luego decrece y oscila con una amplitud que se reduce a medida que pasa el tiempo hasta que alcanza un estado estacionario.
- *Caso 2:* En este caso el ángulo del rotor continúa incrementándose estacionariamente hasta que se pierde el sincronismo. Esta forma de inestabilidad se conoce como inestabilidad de primera oscilación y es causada por insuficiencia de cupla sincronizante.
- *Caso 3:* el sistema es estable en la primera oscilación pero se vuelve inestable como resultado de las oscilaciones crecientes cuando se aproxima el estado final. Esta forma de inestabilidad generalmente ocurre cuando la condición de estado estacionario en post-falla es en sí misma inestable en “pequeña señal”, y no necesariamente como el resultado de una perturbación transitoria.

En sistemas de potencia grandes, la inestabilidad transitoria puede no siempre ocurrir como inestabilidad de primera oscilación asociada con un modo único; podría ser el resultado de la superposición de un modo de oscilación interárea lento y un modo de oscilación local, causando una gran excursión del ángulo del rotor más allá de la primera oscilación.

## 4. Generadores eólicos actuales

Existen diversos tipos de aerogeneradores y una variada gama de clasificaciones para estos, sin embargo, la clasificación que más se utiliza se realiza en base a la velocidad del aerogenerador, obteniéndose sistemas de velocidad fija o sistemas de velocidad variable. Los aerogeneradores de velocidad fija se caracterizan por operar en régimen permanente a una velocidad prácticamente constante e independiente de la velocidad del viento. Casi en su totalidad usan generadores de inducción para convertir la energía del viento en energía eléctrica. En cambio los aerogeneradores de velocidad variable pueden utilizar máquinas de inducción o máquinas síncronas para obtener energía del viento y tienen la particularidad de que pueden mantener el torque prácticamente constante en el eje. Estos tipos de generadores se describen brevemente a continuación.

### 4.1. Generadores de velocidad fija

#### 4.1.1. Generadores de inducción de velocidad fija

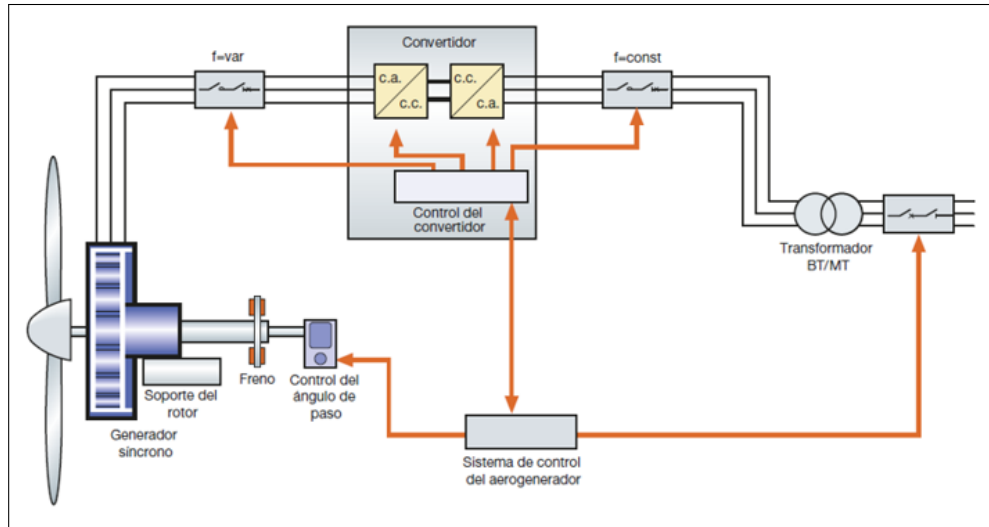
Es la tecnología más simple y común, ya que introduce un generador de inducción de rotor de jaula de ardilla el cual se acopla directamente a la red.

Entre las ventajas de este tipo de aerogeneradores, se destacan su menor tamaño y el bajo costo de inversión, operación y mantenimiento. Además, pueden ser controlados mediante métodos simples, como el control de entrada por pérdida y el control por variación del paso de las palas. Sin embargo, presentan ciertas desventajas, entre las que se incluye la afectación de la calidad del suministro eléctrico. Esto se debe a su impacto sobre la tensión en régimen permanente, ya que estos aerogeneradores no pueden controlar el flujo de potencia reactiva. Además, las turbinas de velocidad fija transmiten casi la totalidad de las oscilaciones de potencia, como variaciones en la velocidad del viento o vibraciones mecánicas, directamente a la red.

El método más efectivo para controlar la tensión en este tipo de aerogeneradores es mediante la conexión y desconexión de bancos de condensadores, lo cual permite regular el consumo de potencia reactiva. Sin embargo, debido a la baja precisión de este sistema, los generadores de inducción de velocidad fija han dejado de utilizarse en la construcción de parques eólicos modernos y, por lo tanto, no se emplean en el presente estudio.

La Figura 4.1 muestra un esquema de este tipo de generador.





**Figura 4.2:** Generador sincrónico con imán permanente.

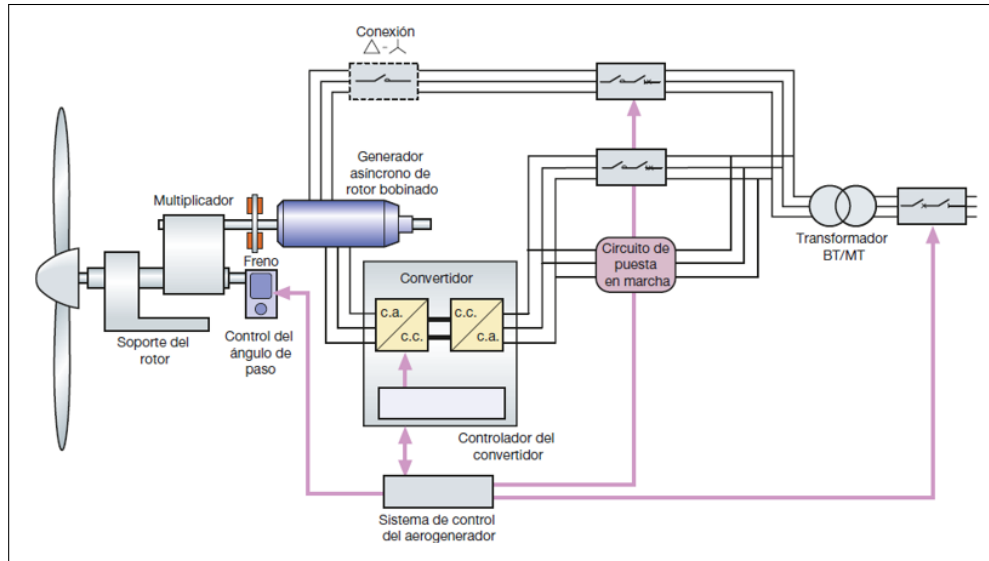
#### 4.2.2. Generador Doblemente Alimentado (DFIG)

El generador de inducción doblemente alimentado corresponde a una máquina de inducción la cual alimenta al estator y al rotor con corrientes alternas, a diferencia de las máquinas de inducción con rotor en jaula de ardilla en donde sólo se puede alimentar al estator. Este acceso al rotor se realiza vía anillos rasantes y una etapa de inversión AC/DC/AC.

Entre las ventajas que presenta la DFIG se cuenta que puede ejercer un control sobre la potencia reactiva demandada por el rotor, lo cual permite un manejo de la velocidad frente a variaciones del viento y perturbaciones del sistema eléctrico, para así ofrecer una mejor calidad del servicio. Este control se ejerce actuando sobre la parte del convertidor conectado a la red, lo que permite absorber o inyectar potencia reactiva, aunque el rango de variación depende de las dimensiones del convertidor. Además es posible controlar la frecuencia actuando sobre la parte del convertidor del lado del rotor, que afecta el torque y, por consiguiente, la potencia entregada. Además, a diferencia de los generadores con imanes permanentes, la potencia de los inversores resultan ser una fracción de la potencia total de la máquina y, por lo tanto, resultan ser más económico.

Entre las desventajas puede mencionarse que su capacidad para poder soportar huecos de tensión es limitada y ante huecos importantes debe desconectarse de la red. Además, si bien resultan ser más económicos que los generadores con imanes permanentes, poseen un mayor costo de mantenimiento debido a los circuitos rotóricos. Por último, al utilizar un conversor AC/DC/AC se produce contaminación armónica en la red, la cual, en el caso de un aumento masivo de esta tecnología, pueden dañar la integridad del sistema interconectado.

La Figura siguiente 4.3 muestra este tipo de generador.

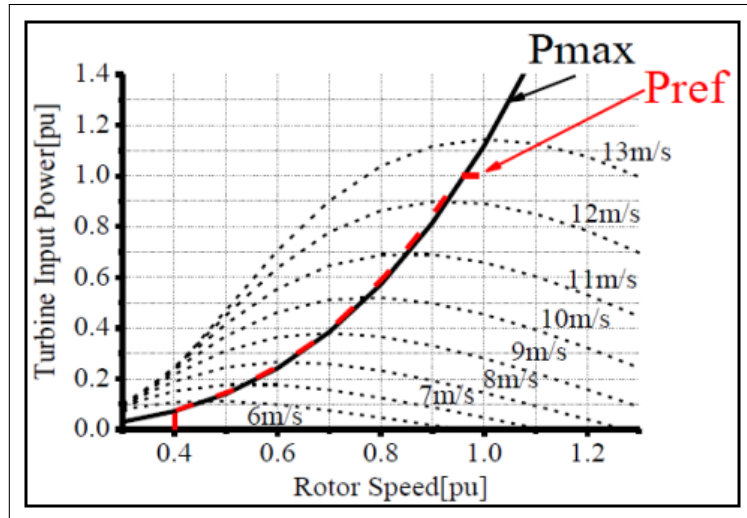


**Figura 4.3:** Generador de inducción doblemente alimentado.

### 4.3. Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)

El seguimiento del punto de máxima potencia es una estrategia de control mediante la cual los aerogeneradores de velocidad variable aprovechan la energía contenida en la masa del viento incidente logrando extraer la máxima potencia posible. Esta consiste en que el generador es capaz de operar en todo momento con el máximo coeficiente de potencia  $C_p$  posible. Así, para cada velocidad de viento incidente, el generador ajusta la velocidad del rotor con el fin de obtener el coeficiente de potencia máximo.

A continuación se presenta una curva típica de MPPT y el desempeño del generador para distintos vientos incidentes, en donde el eje horizontal representa la velocidad del rotor, el eje vertical representa la potencia mecánica extraída y  $P_{ref}$  representa el seguimiento del punto de máxima potencia activa.



**Figura 4.4:** Curva MPPT típica.

Para una potencia de salida fija (un viento incidente dado), el aerogenerador opera en la intersección entre la curva de desempeño y la curva del máximo seguimiento de potencia.

## 5. Flexibilidad de un SEP

Tradicionalmente, los sistemas eléctricos de potencia no contaban con Energías Renovables Variables (ERV) y, por lo tanto, están diseñados para lidiar con la variabilidad y la incertidumbre no relacionadas con ellas. La principal fuente de variabilidad en los sistemas eléctricos convencionales es la demanda de electricidad, que incluye la variabilidad intradiaria y estacional.

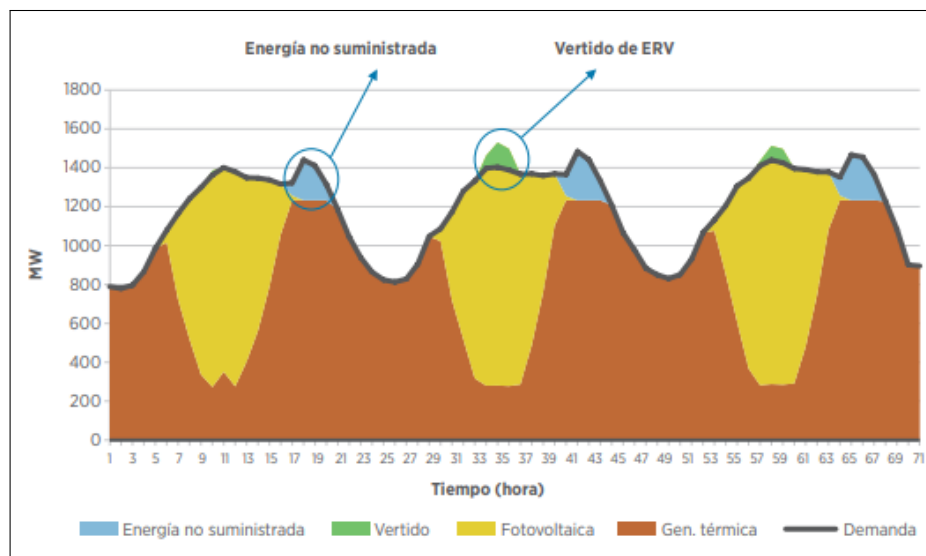
El aumento de los niveles de implementación de ERV está llevando a una transformación del sector eléctrico, y estas nuevas tecnologías se están convirtiendo gradualmente en la nueva columna vertebral de los sistemas eléctricos.

A medida que aumenta la participación de fuentes de ERV en un sistema eléctrico, las operaciones del sistema eléctrico aumentan en complejidad. Más específicamente, la integración gradual de ERV introduce niveles adicionales de variabilidad e incertidumbre en la llamada carga neta. La carga neta es una característica importante del sistema porque su perfil se utiliza para extraer información importante para el diseño a largo plazo de sistemas eléctricos con una alta participación de ERV.

Con bajos niveles de implementación de ERV, existe muy poca diferencia entre la carga neta y la demanda. A medida que aumenta la integración de ERV, la forma de la carga neta cambia hasta que aparecen diferencias cada vez más notables entre las dos. Tres características principales del perfil de carga neta que afectan la flexibilidad del sistema son: 1) la tasa de cambio de la carga neta (o tasa de rampa), 2) el intervalo entre la carga neta máxima y mínima dentro de un día (también llamado intervalo de rampa) y 3) la incertidumbre relacionada con el error de pronóstico (la combinación de errores de previsión de la demanda, así como de la generación solar y eólica). Una mayor penetración de ERV aumenta uno o más de los anteriores.

Un sistema eléctrico con brechas de flexibilidad puede experimentar un vertido de ERV y, en situaciones extremas, energía no suministrada.

En la Figura 5.1 se ilustra un despacho hipotético en el que se puede observar la curva característica en forma de pato (duck curve) de la carga neta en sistemas eléctricos con altas participaciones de energía solar.



**Figura 5.1:** Problemas de flexibilidad en un sistema con alta penetración de energía solar.

Hay dos periodos con mayor riesgo de sobregeneración. El primero es durante las primeras horas de la mañana, cuando las unidades térmicas se ponen en servicio en modo de carga parcial, quedando en espera para adaptarse al próximo aumento de la demanda, típico de la mañana. El segundo periodo es durante la producción solar máxima, cuando las unidades térmicas conectadas bajan a su mínimo técnico para adaptarse a la generación de energía solar fotovoltaica. La sobregeneración también puede ser un efecto secundario de la generación de energía eólica durante la noche, cuando la producción de energía eólica está en el nivel más alto y la demanda en su nivel más bajo.

Además de las implicaciones económicas de la sobregeneración, las participaciones instantáneas muy altas de ERV plantean riesgos de confiabilidad del sistema relacionados con la falta de inercia en el sistema. Cuanto menor sea la inercia, cuanto más rápido sea el cambio de frecuencia, más difícil será mantener operaciones confiables.

Cuando aparecen condiciones de sobregeneración o escasez de inercia, los operadores del sistema a menudo recurren al vertido de ERV como medida de mitigación. El vertido de ERV se refiere a cuando un operador del sistema reduce la salida de las unidades de ERV para resolver los problemas de flexibilidad. Esto requiere acceso automático a las operaciones de la planta. En las turbinas eólicas, esto se puede hacer al girar las aspas alejándolas del viento. En las tecnologías solares fotovoltaicas, la salida se puede reducir a través de inversores inteligentes o simplemente al desconectar algunos de los inversores.

A menos que se resuelvan las brechas de flexibilidad, las tasas de vertido aumentan a mayor penetración de ERV, hasta un punto donde cualquier capacidad incremental de ERV se vuelve económicamente poco atractiva debido al alto vertido marginal.

La falta de flexibilidad del sistema durante la rampa ascendente puede provocar energía no suministrada. La energía no suministrada junto con el vertido de ERV son indicadores que se utilizan con frecuencia en el análisis de integración de ERV para evaluar la flexibilidad de un sistema.

Los impactos de variabilidad solar y eólica en todo el sistema tienen una dependencia temporal relacionada; por ejemplo, la variabilidad a muy corto plazo afecta la capacidad de un sistema para la regulación de frecuencia, mientras que la variabilidad en escalas de tiempo de 15 a 30 minutos afecta el seguimiento de la carga y el tamaño de las reservas operacionales. La variabilidad estacional, por otro lado, podría afectar la planificación de almacenamiento hidráulico a mediano plazo y la planificación de capacidad a largo plazo de un sistema.

Un sistema eléctrico puede considerarse flexible si puede, de un modo rentable, confiable y en todas las escalas de tiempo:

- Satisfacer los picos de demanda y los picos de demanda neta, evitando energía no suministrada.
- Mantener el equilibrio de la oferta y la demanda en todo momento, y garantizar la disponibilidad de capacidad suficiente para aumentar y disminuir rápidamente la generación, la disponibilidad de capacidad de arranque rápido suficiente y la capacidad de operar durante bajas cargas netas.
- Disponer de una capacidad de almacenamiento suficiente (tanto de almacenamiento de electricidad como, a través del acoplamiento sectorial, calor y gas renovables) para equilibrar los periodos de alta generación de ERV y los periodos de alta demanda pero baja generación de ERV.
- Incorporar capacidades para ajustar la demanda para responder a periodos de escasez de suministro o sobregeneración.
- Mantener las capacidades para mitigar posibles eventos que podrían desestabilizar el sistema eléctrico manteniendo un suministro de servicios complementarios adecuado en todo momento.
- Operar en un mercado bien diseñado, donde la flexibilidad existente no esté bloqueada por ineficiencias del mercado .

Por todo esto, se define la flexibilidad como la capacidad de un sistema eléctrico para hacer frente a la variabilidad e incertidumbre que la generación de ERV introduce en el sistema en diferentes escalas de tiempo, desde el muy corto hasta el largo plazo, evitando el vertido de ERV y suministrando de manera confiable toda la energía demandada por los clientes.

### **5.1. Almacenamiento de energía**

Los sistemas de almacenamiento de energía son sistemas complejos, que comprenden desde un punto de vista general tres subsistemas principales. El primero de ellos es el medio físico que permite almacenar energía. Ésta función puede alcanzarse en diferentes formas (energía mecánica, eléctrica, térmica, química, entre otras) y estaría representado por las celdas electroquímicas de una batería, o un depósito de agua en un sistema de bombeo hidráulico.

El segundo es el subsistema de conversión de potencia (PCS) que permite el intercambio energético entre el medio físico que almacena energía y un sistema exterior, como lo es la red eléctrica. Este sistema se puede representar con electrónica de potencia.

El tercer subsistema es aquel que gobierna la lógica de carga y descarga energética, y está representado por las tecnologías de información y comunicación asociadas.

Los sistemas de almacenamiento de energía permiten una amplia gama de soluciones para problemas que afectan a los sistemas de potencia, en especial en el caso de sistemas con alta penetración de ERNC. Dependiendo de la tecnología seleccionada, permiten:

- Proveer de reserva en giro.
- Balancear y desplazar la demanda.
- Controlar la frecuencia.
- Regular la tensión.
- Reducir la sobrecarga en líneas de transmisión (congestiones).
- Aplazar costos de inversión en transmisión o distribución.
- Reducir la capacidad de generación de respaldo requerida por el sistema.
- Una mejor integración de tecnologías ERNC (“smoothing effect”).
- Ayudar en la partida tras un apagón total del sistema.
- Mejorar la calidad del suministro entre otros.

Los factores claves para determinar la viabilidad económica de un sistema de almacenamiento son:

- Sus costos (fijos y variables).
- Su eficiencia y vida útil.

#### **5.1.1. Almacenamiento de energía en la operación de la red**

Las aplicaciones de potencia necesitan de instalaciones con alta potencia nominal, si bien el aporte de esta potencia se realiza durante cortos períodos de tiempo (desde unos segundos a pocos minutos). La capacidad de almacenamiento de energía es, por tanto, reducida.

Las aplicaciones de energía requieren del aporte de potencia durante largos períodos de tiempo, varias horas o días. Los dispositivos de almacenamiento requeridos para este tipo de aplicaciones necesitan una capacidad mucho mayor que las del caso anterior.

Existen también aplicaciones relacionadas con el aporte de capacidad. Éstas son las que emplean el almacenamiento como reemplazo de nuevo equipamiento o como aplazamiento de inversiones en instalaciones de transporte o distribución.

A continuación se enumeran distintas aplicaciones que podemos encontrar en la red eléctrica:

1. *Servicios auxiliares para la operación de los sistemas de transporte y distribución:* se utiliza en casos de desbalances entre generación y demanda, para el control de tensión de la red, y

para proveer energía para la puesta en marcha autónoma de diferentes tipos de generadores, entre los cuales se incluye la generación eólica.

2. *Servicios energéticos para el usuario final*
3. *Servicios para el balance a gran escala del sistema eléctrico*: se refieren a la utilización de tecnologías con gran capacidad de almacenamiento y potencia (del orden de hasta centenares de MW, a intercambiar con la red durante varias horas o incluso días).
4. *Soporte a las infraestructuras de transporte y distribución*: se utiliza el almacenamiento de energía como herramienta para asegurar el suministro de energía ante contingencias técnicas y como medida para aliviar sobrecargas en los sistemas de transporte y distribución de potencia.

### **5.1.2. Integración de energías renovables**

En lo que respecta a la integración en las redes eléctricas de generación basada en energías renovables, bien en localizaciones remotas con difícil acceso a la red eléctrica, bien en forma de generación distribuida en las redes de distribución, los sistemas de almacenamiento pueden jugar un papel fundamental. Se concreta en las siguientes aplicaciones:

1. Integración de energías renovables en localizaciones remotas
2. Reducción de los cortes impuestos a la generación renovable
3. Modulación de la generación renovable

### **5.1.3. Emulación de potencia sincronizante**

Otro aspecto a tener en cuenta es que para un determinado desequilibrio entre lo generado y lo consumido, menor será la variación de la frecuencia cuanto mayor sea la inercia de las máquinas generadoras, de lo cual se deduce que la inercia de éstas es un factor crucial en el mantenimiento de la estabilidad del sistema. En la medida en que se reemplace la generación basada en grandes máquinas síncronas, con una inercia considerable, por la basada en máquinas asíncronas (eólica) o convertidores electrónicos (fotovoltaica), es de esperar que la inercia total del sistema disminuya y por lo tanto las perturbaciones en generación-consumo afecten de forma más acusada y prolongada en el tiempo a la frecuencia.

La velocidad de respuesta de los convertidores también es superior a la velocidad de variación de potencia asociada a la inercia de los generadores convencionales. Por lo tanto, con un adecuado control se puede lograr que los convertidores con sus baterías emulen la respuesta inercial de los generadores síncronos. Para lograr esto existen varias alternativas que actualmente se están desarrollando:

- Aporte en función de la derivada de la frecuencia
- Emulación de máquina síncrona

#### **5.1.4. Reducción de reserva rodante**

La reserva rodante es un margen de potencia a subir que los generadores deben incluir en su programa de generación. Uno de los motivos principales que da lugar a la necesidad de Tener esta reserva es para hacer frente a pérdidas de generación o cambios de la carga inesperados.

Desde el punto de vista de los generadores la reserva rodante es un problema por diversos motivos, entre los que destaca el hecho de que obliga a los generadores a trabajar en puntos de funcionamiento no óptimo o distinto al nominal. El uso de almacenamiento permite que los generadores funcionen a plena potencia, y, en caso de tener que hacer frente a un incremento de potencia, sea el almacenamiento quien lo suministre.

#### **5.1.5. Control de potencia-frecuencia**

Los generadores convencionales cuentan con un controlador que permanentemente mide la velocidad de giro o la frecuencia, y en función de ésta varía la potencia entregada por la máquina primaria a la máquina síncrona.

Al sustituirse la generación convencional por sistemas basados en fuentes renovables, éstas deben contribuir necesariamente a la regulación de frecuencia.

Esto se puede lograr de diversas maneras, siendo las más utilizadas las siguientes:

1. Trabajando en un punto subóptimo, es decir no entregando toda la potencia disponible de la fuente de energía. De esta manera se tiene la posibilidad de aumentar la potencia en caso de que baje la frecuencia.
2. Utilizando almacenamiento, para poder realizar incrementos de potencia y al mismo tiempo permitir que siempre se genere el máximo disponible.

#### **5.1.6. Arranque en frío**

Se podría arrancar un sistema aislado, o incluso un sistema de potencia convencional, a partir de un sistema de almacenamiento tras producirse un apagón (blackout) con pérdida de sincronismo y caída de todo el parque generador.

#### **5.1.7. Tecnologías de almacenamiento**

##### **Almacenamiento electroquímico (Baterías secundarias)**

Los sistemas de almacenamiento basados en baterías secundarias o recargables, así como las baterías de flujo, sustentan su principio de funcionamiento en conversiones reversibles electroquímicas de reducción y oxidación, comúnmente conocidas como reacciones redox, que ocurren entre especies electroquímicamente activas. Una reacción de reducción es aquella que permite a un cierto componente ganar electrones.

Las baterías, están compuestas por una disposición determinada de celdas electroquímicas conectadas entre sí, de acuerdo a los requerimientos de tensión y corriente deseados como dispositivo final.

Además de la tensión y capacidad energética, otros factores tales como la energía específica (unidad de energía en Wh por unidad de masa, en kg), y la potencia específica (máxima potencia en W por unidad de masa, en kg), son factores definitorios de las celdas electroquímicas.

Se pueden clasificar en 4 grandes familias: baterías de plomo-ácido, alcalinas, de sales fundidas y de litio-ión.

### **Almacenamiento electroquímico (Baterías de flujo)**

Las baterías de flujo basan su principio de operación en reacciones reversibles en una celda electroquímica. No obstante, y a diferencia de las baterías presentadas en la sección anterior el electrolito –y con él, las especies electroquímicamente activas–, no se encuentran en la propia celda electroquímica continuamente, sino que son bombeadas desde dos tanques (uno para el cátodo y otro para el ánodo) externos a la celda.

### **Almacenamiento electroquímico (Hidrógeno)**

El hidrógeno –y las tecnologías asociadas para su obtención, almacenamiento y conversión–, son considerados actualmente como medios estratégicos para la descarbonización del sistema eléctrico de potencia y del ámbito del transporte.

Existen diversos tipos de celdas de combustible actualmente. Para aplicaciones de hasta centenares de kilovatios, las de tipo PEM (membrana polimérica) resultan las más adecuadas; para aplicaciones estacionarias, requiriendo potencias en el orden de megavatios, las de tipo alcalino o “solid oxide” son las preferibles.

### **Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS)**

Los grandes sistemas de baterías se conocen como BESS. Los BESS usan un módulo convertidor de potencia para la conversión de energía DC (almacenada en las baterías), a AC para poder inyectar a la red. Tienen una rápida respuesta a los cambios en la carga, con tiempos de respuesta de los 20 milisegundos. Los BESS son modulares, silenciosos y no generan polución en su operación. Pueden ser rápida y fácilmente instalados en la mayoría de los lugares del mundo.

Se utilizan para problemas de calidad del suministro como regulación de tensión, control de frecuencia, interrupciones de corto plazo y soporte VAR. También se han utilizado efectivamente para reserva en giro, recorte de punta y balance de carga.

### **Almacenamiento electromecánico**

- **Volante de Inercia**

Los volantes de inercia almacenan energía cinética. El sistema electromecánico que los conforma está formado por un disco de inercia, que gira mecánicamente acoplado a un servomotor. El bobinado estático del motor se conecta a una unidad de electrónica de potencia, que facilita la conexión e intercambio de potencia con la red eléctrica.

En estado estacionario, el sistema gira a una velocidad constante, consumiendo tan sólo

la cantidad de energía eléctrica mínima para compensar las ineficiencias del sistema. El sistema aumenta la energía almacenada incrementando la velocidad de giro, y se consume potencia eléctrica de la red de forma sustancial tan sólo durante la aceleración del sistema. Contrariamente, se inyecta potencia eléctrica a la red durante una deceleración del volante de inercia.

Entre las características más relevantes de los volantes de inercia se encuentran su alta potencia (5 a 10 veces la de una batería), necesitan poco mantenimiento (considerando que cuenta con partes móviles) y cuentan con un corto tiempo de recarga. Permiten una descarga profunda, tienen una alta eficiencia y pérdidas menores al 2% en stand-by

- Estaciones reversibles de bombeo de agua o “Pumped Hydro Storage (PHS)”

Existen diversas topologías de sistemas PHS: sistemas cerrados, semi-abiertos y abiertos. Los sistemas cerrados constan de dos embalses artificiales, (o depósitos de agua en general) los cuales no tienen conexión con ningún río al cual (del cual) evacuar o abastecerse de agua. Alternativamente, los sistemas semi-abiertos constan de un embalse artificial y de un depósito de agua, el cual es parte o tiene conexión con un río. Finalmente, en los sistemas abiertos ambos depósitos de agua forman parte de un río.

En términos generales, los sistemas PHS tienen una gran capacidad de potencia (hasta cientos de megavatios) y de energía; presentan una gran madurez tecnológica y extensa vida útil (hasta los 50 años); y ofrecen elevadas rampas de potencia con una rapidez de respuesta remarcable.

Entre las principales barreras al despliegue de estos sistemas de almacenamiento, es necesario remarcar aspectos medioambientales tales como: i) la necesidad de llevar a cabo importantes obras civiles para, por ejemplo, la construcción de embalses o grandes depósitos de agua, con la consecuente alteración del entorno; ii) la necesidad de planear redes de transporte eléctrico desde la localización del almacenamiento a las zonas de consumo (ciudades); iii) la escasez de localizaciones geográficamente adecuadas.

- Sistemas de almacenamiento basados en aire comprimido o “Compressed-Air Energy Storage (CAES)”

Los sistemas CAES consumen energía eléctrica de la red para comprimir aire y almacenarlo a presiones de hasta 100 bares a temperatura ambiente en, normalmente, cuevas subterráneas. Contrariamente, cuando se requiere inyectar a la red eléctrica, la energía potencial del aire comprimido se transforma en energía mecánica en un grupo de turbinas de alta y baja presión, cuyo eje acciona un generador eléctrico conectado a red.

En una planta con CAES se almacena energía generada fuera de horas punta (por ejemplo energía generada a partir de fuentes renovables) para comprimir aire y luego almacenarlo en depósitos subterráneos o superficiales. Posteriormente, cuando se desea inyectar energía a la red (demanda punta), la planta recalienta el aire comprimido, lo expande y lo combina con algún combustible para alimentar un generador. La mezcla de aire comprimido y combustible permite reducir fuertemente el consumo de combustible, requiriéndose solo el 40% de la cantidad que se utilizaría en condiciones de generación normales.

Una planta con CAES se caracteriza por una respuesta lenta, sin embargo, no requiere tiempos de partida tan largos como en el caso de otros tipos de unidades térmicas pudiendo partir en 10 minutos.

El principio de operación de los sistemas CAES es similar al de los generadores eléctricos de gas natural.

Los sistemas CAES pueden considerarse competidores, en términos de capacidad de potencia y energía, con los sistemas PHS. No obstante, el nivel de implantación de los primeros, es mucho menor al bombeo de agua.

Uno de los motivos por los cuales se explica el escaso desarrollo de sistemas CAES a nivel mundial, es la dificultad de encontrar emplazamientos subterráneos naturales, como formaciones rocosas porosas, acuíferos o pozos de gas vacíos, con las condiciones geológicas adecuadas para el almacenamiento de aire comprimido.

### **Almacenamiento electromagnético**

- “Superconducting magnetic energy storage (SMES)”

En los sistemas SMES, la energía se almacena como campo magnético creado por una corriente eléctrica a través de una bobina superconductora. Los materiales superconductores requieren temperaturas de operación criogénicas.

La eficiencia de carga-descarga de los SMES se encuentra en el rango del 95 al 98 %. Ya que la energía se encuentra almacenada como corriente circulante, el SMES es capaz de entregar altos niveles de potencia en pocos milisegundos al sistema. Ya que sus partes principales permanecen inmóviles, el SMES tiene una mayor confiabilidad. Además, se pueden realizar un número casi ilimitado de ciclos de carga y descarga (cientos de miles).

Los SMES de gran tamaño pueden utilizarse para calidad del suministro para cortos periodos, así como realizar balance de carga y como reserva en giro por periodos más largos. Otras de sus aplicaciones son estabilidad transitoria, estabilidad de tensión, regulación de frecuencia, mejoras a la capacidad de los sistemas de transmisión, entre otros.

Entre las limitaciones técnicas de las tecnologías SMES destaca que para corrientes o campos magnéticos muy altos, las propiedades de superconducción se pierden para valores superiores a una corriente crítica y campo magnético crítico respectivamente. Esto limita el tamaño máximo del SMES. Además, su densidad de energía es baja en comparación a otras tecnologías y el sistema de criogenización se vuelve más complejo a mayor tamaño.

- Supercondensadores

A pesar de compartir una estructura de celda electroquímica similar, el principio de operación de las baterías y de los supercondensadores es totalmente diferente.

En los supercondensadores, no se producen reacciones químicas, sino que la energía proviene de campos electrostáticos en la celda.

La capacidad de almacenamiento de energía de un supercondensador depende de 2 factores: la capacidad (que puede alcanzar el orden de centenares de Faradios); y el cuadrado de la tensión de celda. Con el objetivo de maximizar la capacidad de almacenamiento, una de las principales líneas de investigación actualmente se centra en maximizar la tensión de celda, la cual depende directamente de la tensión de ruptura del electrolito.

Estas celdas pueden ser serializadas hasta alcanzar centenares de voltios de tensión de salida, facilitando su conexión y operación por inversores comerciales de electrónica de

potencia. Las mayores ventajas de esta tecnología son: i) gran ciclabilidad (hasta decenas o centenares de miles de ciclos al 100 % de descarga); ii) rapidez de respuesta y elevadas rampas de potencia; iii) gran modularidad; iv) gran potencia específica (del orden de 2.200 W/kg (Maxwell Inc., 2015)), lo que confiere estos sistemas como muy adecuados para aplicaciones móviles en las que peso y tamaño son restricciones fundamentales. Estas características definen los supercondensadores como competidores tecnológicos de los volantes de inercia.

Es remarcable aquí la hibridación del almacenamiento: el uso de los supercondensadores para absorber e inyectar picos de potencia durante unos segundos, en las aceleraciones y deceleraciones de los trenes; y luego el uso de las baterías para extender la capacidad de almacenamiento del sistema. Con esta estrategia de operación, se extiende la vida útil de las baterías, y al mismo tiempo se mejora la respuesta dinámica del sistema en su intercambio energético con la red.

### **Almacenamiento termoelectrico**

En el sistema eléctrico de potencia, los sistemas termoelectricos más habituales son aquellos basados en calor sensible. Estos sistemas, baratos y tecnológicamente maduros, se basan en los cambios de temperatura de agua, sales fundidas o rocas, entre otros medios. La capacidad de almacenamiento del sistema es directamente proporcional al calor específico del medio.

El uso de las sales fundidas en centrales termosolares es una práctica extendida actualmente. Constituye además, uno de los ejemplos más claros de la aplicación del almacenamiento termoelectrico para la optimización de sistemas de generación eléctrica. En una planta termosolar, durante el día los colectores solares calientan un fluido de transferencia de calor, el cual suele ser un aceite sintético de alta temperatura. Este aceite intercambia su calor con sales frías en un tanque. Este intercambio energético calienta las sales que se almacenan en un segundo tanque. Al mismo tiempo, parte del aceite caliente se usa para generar vapor, el cual se turbiniza y mueve el rotor de un generador eléctrico, que inyecta potencia a la red. Durante la noche, la planta termoelectrica extiende su aportación eléctrica utilizando el calor almacenado en las sales fundidas, las cuales fueron calentadas durante el día.

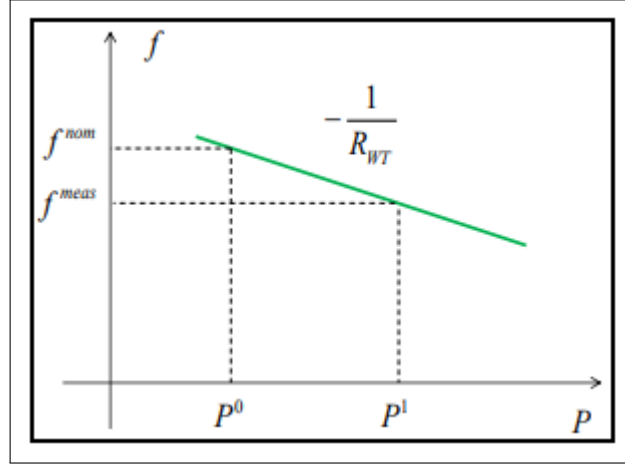
## **5.2. Control de frecuencia con Aerogeneradores**

Existen básicamente 2 enfoques relacionados con estrategias para realizar control primario de frecuencia en una turbina eólica de velocidad variable, de forma tal de contribuir al control de frecuencia de un sistema de potencia:

- Control droop o característica potencia/frecuencia: Que replica el control “droop” de un generador síncrono convencional.
- Control deload: Que provee de reservas de potencia para permitir la regulación por parte de la turbina eólica.

### 5.2.1. Control “droop” o Característica Potencia/Frecuencia

Este control se caracteriza porque un cambio en la potencia de salida de la turbina es proporcional a la variación de la frecuencia. La curva característica frecuencia/potencia del control droop es mostrada en la Figura 5.2. De esta forma, el control droop en una turbina eólica es equivalente al control primario de frecuencia usado en los generadores síncronos convencionales.



**Figura 5.2:** Curva característica frecuencia/potencia.

La variación de frecuencia está dada por

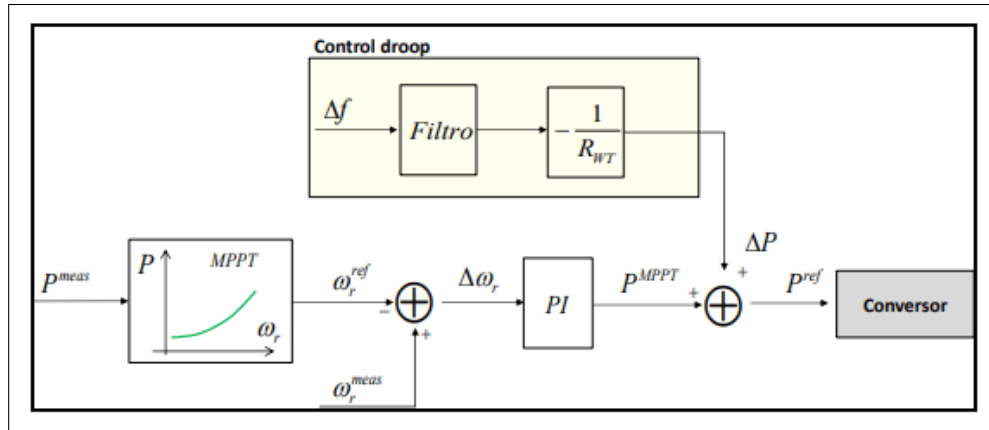
$$\Delta f = f_{meas} - f_{nom} \quad (5.1)$$

Donde  $f_{meas}$  es la frecuencia medida y  $f_{nom}$  es la frecuencia nominal (o de referencia) del sistema. La señal de control para la potencia (por ejemplo, el aumento en la potencia de salida) está dada por:

$$\Delta P = P_1 - P_0 = -\frac{\Delta f}{R_{WT}} \quad (5.2)$$

Donde  $R_{WT}$  es la velocidad de ajuste (estatismo),  $P_1$  es la potencia total correspondiente a  $f_{meas}$  y  $P_0$  es la potencia total inicial correspondiente a  $f_{nom}$ . Para los reguladores de velocidad de los generadores convencionales, el valor de  $R$  generalmente se establece en un 5 %, por lo cual una desviación de frecuencia de un 5 % causa una variación de un 100 % en la potencia de salida.

La Figura 5.3 muestra el diagrama de control usando una característica droop. Ante caída en la frecuencia del sistema producto de un desbalance entre generación y carga, el aumento  $\Delta P$  en la potencia de referencia del generador es tomado de la energía cinética almacenada lo que produce una disminución adecuada en la velocidad de la máquina. Con el fin de evitar que la velocidad del generador disminuya a valores demasiado bajos durante este proceso de liberación de energía, la acción del control droop debe ser terminada “a tiempo”.



**Figura 5.3:** Control droop para turbinas eólicas de velocidad variable.

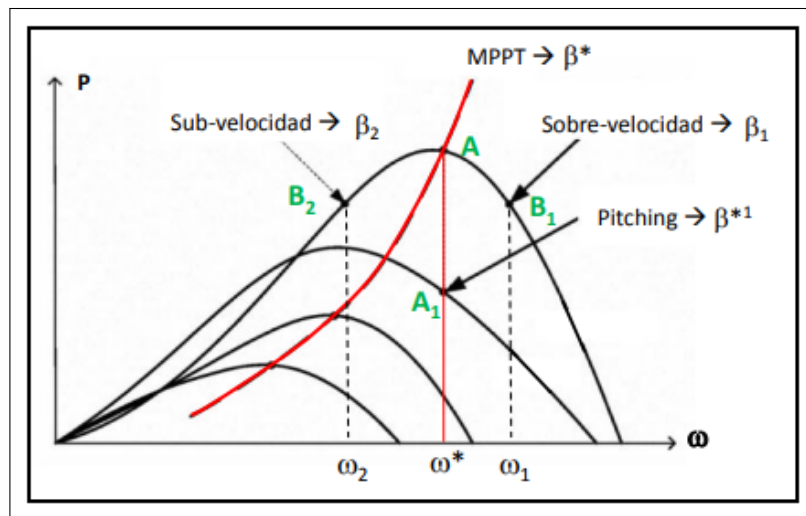
### 5.2.2. Control deload

Las turbinas eólicas de velocidad variable generalmente son operadas con el fin de seguir la curva de máximo seguimiento de potencia (MPPT) a efectos de aprovechar la energía del viento incidente y así extraer la máxima potencia posible. El control deload opera la turbina eólica en un nivel de potencia menor al máximo disponible a partir del viento. De esta forma, el generador opera fuera del máximo de la curva de MPPT manteniendo un nivel de reserva de potencia para participar de la regulación primaria en caso de desbalances entre carga y generación.

Las estrategias de control deload que permiten ajustar la potencia de salida del generador eólico de forma tal de mantener un margen de reserva para regulación primaria de frecuencia son básicamente dos:

- Control deload vía pitch control
- Control deload a través del control de la velocidad de la turbina vía conversor

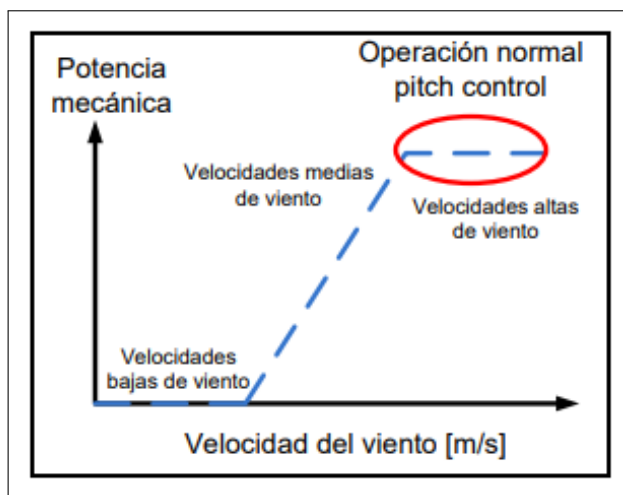
Se han publicado diversos estudios en el área de regulación primaria de frecuencia de generadores eólicos usando pitch control, control de la velocidad mediante el conversor o una combinación de ambas estrategias. La Figura 5.4 muestra gráficamente las dos alternativas.



**Figura 5.4:** Estrategias de control para mantener margen de reserva de potencia.

### Pitch control

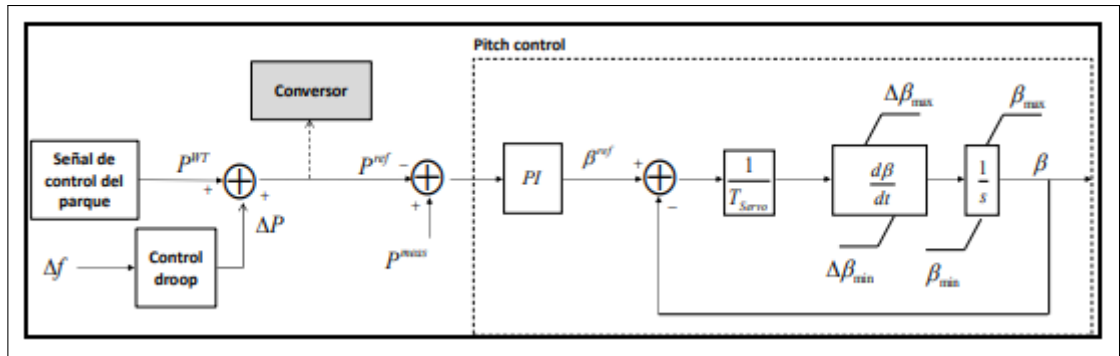
El pitch control es una estrategia de control que permite al aerogenerador ajustar el ángulo de las aspas con el fin de limitar la potencia capturada por la turbina. En operación normal esto lo realiza para velocidades del viento altas, con el fin de evitar que la potencia mecánica generada exceda la máxima soportada por el generador eléctrico. Para velocidades de viento en el rango de operación normal (velocidades del viento medias), el pitch control se establece en un ángulo  $\beta^*$  que permite capturar la máxima potencia de la energía del viento incidente (punto A de la Figura 5.4). En caso de velocidades de viento altas, este controlador ejerce su acción aumentando el ángulo  $\beta$  de forma tal de reducir el coeficiente de potencia limitando, por ende, la potencia del viento capturada por la turbina. En la Figura 5.5 es posible observar el rango de acción para un pitch control normal.



**Figura 5.5:** Operación del pitch control.

Con el fin de asignar reserva de potencia vía pitch es necesario operar al aerogenerador en un nivel de potencia menor que el óptimo para una determinada velocidad del viento (fuera de la curva de MPPT). El deloading vía pitch se realiza manteniendo la velocidad “óptima” de la máquina (punto A1 de la Figura 5.4 se cambia la curva de desempeño del generador pero la velocidad de giro se mantiene en  $\omega^*$ ). De esta manera se evita operar la máquina de forma acelerada o desacelerada. Luego, cuando sea necesario inyectar potencia activa, la máquina se desacelera hasta alcanzar el punto de MPPT.

La Figura 5.6 muestra un diagrama del deloading vía pitch control modificado para permitir que los generadores eólicos participen en la regulación primaria de frecuencia operándolos a un nivel de potencia menor que el óptimo para una determinada velocidad del viento (fuera de la curva de MPPT).



**Figura 5.6:** Pitch control modificado para regulación primaria.

Cabe destacar que para el funcionamiento del pitch control modificado es necesario el control droop que se aprecia en el esquema. Este se encarga de transmitir las variaciones de frecuencia del sistema al controlador. El bloque “Señal de control del parque” está compuesto por las curvas de desempeño del generador y de la curva de MPPT. Este utiliza como entrada la velocidad del rotor del generador y como esta es independiente de la frecuencia del sistema (debido al convertidor AC/DC/AC) el control droop es el encargado de avisar acerca de desequilibrios en el sistema.

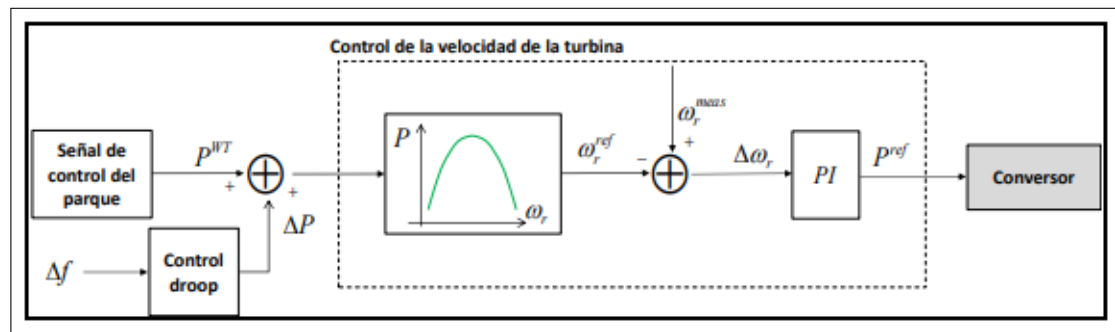
En este esquema del pitch control, para velocidades de viento altas, un pequeño cambio en el ángulo del pitch puede aumentar o reducir significativamente la potencia de salida del generador. Por el contrario, para velocidades de viento medias (las más comunes en los generadores eólicos), el control de la potencia de salida mediante el pitch control requiere el ajuste permanente de la orientación de las aspas de la turbina [24]. Estos cambios constantes del ángulo  $\beta$  llevan a un mayor desgaste en el mecanismo del pitch junto a posibles vibraciones mecánicas las que podrían llevar a inestabilidades en el sistema. Esto representa una gran desventaja del pitch control para regulación primaria de frecuencia, al menos para velocidades de viento medias. Adicionalmente, la respuesta del pitch es lenta en comparación con la dinámica del sistema de potencia debido a las constantes de tiempo mecánicas del controlador.

### Control de la velocidad de la turbina

La regulación de frecuencia mediante el control de la velocidad de la turbina vía convertidor también implica operar el generador en un nivel de potencia menor que el óptimo a partir

de la potencia del viento incidente, pero a diferencia del control pitch, este controlador opera la máquina de forma acelerada o desacelerada. Para una determinada velocidad del viento, aumentar o disminuir la velocidad del generador (manteniéndose en la curva de MPPT) conlleva a una reducción de la potencia de salida del mismo (puntos  $B_1$  y  $B_2$  de la Figura 5.4). Si la regulación se hace disminuyendo la velocidad de la máquina (punto  $B_2$ ), cuando se requiera aumentar la potencia de salida para participar de la regulación primaria de frecuencia, el generador debe primero tomar energía cinética para poder aumentar su velocidad. Lo anterior representa una desventaja, pues podría originarse una caída de frecuencia mayor en el sistema. Es por esto que la regulación se realiza operando la máquina en una velocidad mayor que la óptima (punto  $B_1$ ). De esta forma, cuando se necesite aumentar la potencia de salida para enfrentar desbalances entre generación y carga, el generador debe disminuir su velocidad, lo que trae consigo la liberación de energía cinética a la red, mejorando incluso la respuesta en frecuencia del sistema.

La próxima Figura muestra el diagrama de control de velocidad de la turbina vía convertidor para regulación primaria de frecuencia.



**Figura 5.7:** Control de la velocidad de la turbina para regulación primaria vía convertidor.

Al igual que en el caso del pitch control, el control droop es necesario para transmitir los desbalances de potencia que se producen en la red.

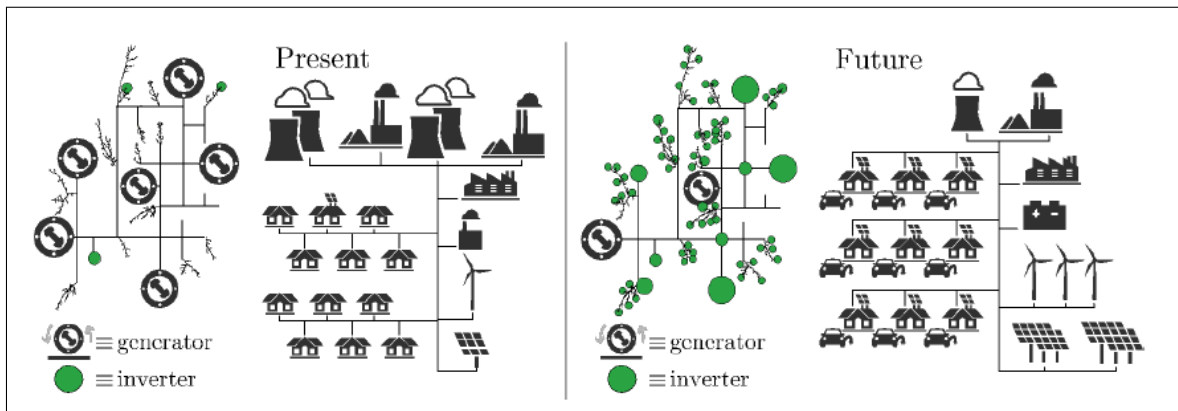
La regulación de frecuencia mediante el control de la velocidad de la turbina vía convertidor se caracteriza por constantes de tiempo muy rápidas que le permiten responder a los pocos milisegundos después de ocurrida una perturbación. Sin embargo, esta estrategia de control también tiene desventajas. De forma tal de realizar el proceso de deloading mediante un aumento de la velocidad de la máquina, se requieren curvas características apropiadas, que contengan (entre otros), información sobre la velocidad máxima admisible del generador, especialmente para velocidades de viento medias-altas.

### 5.3. Inversores Grid-Forming

Los sistemas eléctricos actuales están en rápida transición hacia una mayor proporción de generación a partir de fuentes no tradicionales, como la eólica y la solar (entre otras), así como dispositivos de almacenamiento de energía, como las baterías. Además de la naturaleza variable de muchas fuentes de generación renovable (debido a que su suministro de combustible depende de las condiciones climáticas), estas nuevas fuentes varían en tamaño: desde sistemas en tejados a

escala residencial hasta plantas de energía a escala de servicios públicos. También están interconectadas a lo largo de la red eléctrica, tanto dentro del sistema de distribución como directamente en el sistema de transmisión de alta tensión.

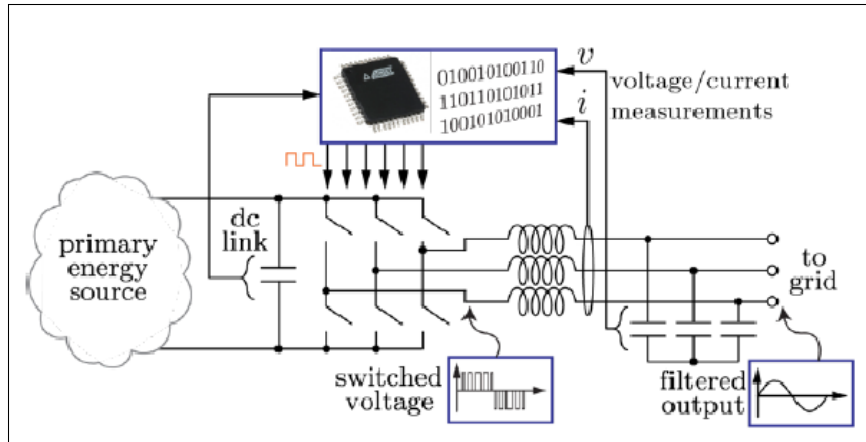
En la Figura 5.8 vemos como el sistema eléctrico de la izquierda ha estado dominado históricamente por generadores síncronos con gran inercia rotacional y una cantidad relativamente modesta de recursos basados en inversores, como la energía fotovoltaica, eólica y las baterías. Los sistemas futuros, como vemos a la derecha de la Figura, tendrán una fracción significativa de generación conectada mediante electrónica de potencia y podrían estar dominados por inversores. Esto implica la necesidad de controladores de próxima generación, denominados “formadores de red”, que aseguren la estabilidad de la red a cualquier nivel de penetración de recursos basados en inversores.



**Figura 5.8:** Presente y Futuro de la red eléctrica con la implementación de Inversores Grid-Forming.

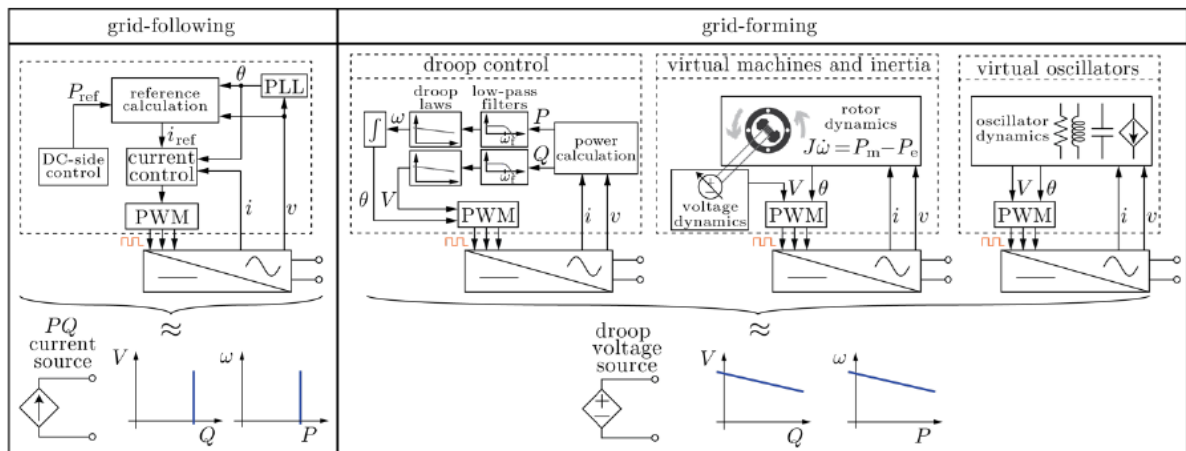
Las fuentes de generación basadas en inversores actuales generalmente utilizan lazos de seguimiento de fase (PLL, por sus siglas en inglés), que dependen de la tensión generada externamente por máquinas síncronas para operar. Nos referimos a este tipo de generación basada en inversores como inversores seguidores de red o grid-following inverters. En caso de una separación no intencionada del sistema eléctrico, los sistemas aislados que consistan únicamente en este tipo de inversores no podrán funcionar de manera autónoma. De manera similar, después de un apagón, los inversores seguidores de red no pueden apoyar el proceso de restauración del sistema eléctrico a gran escala a menos que haya generadores convencionales con capacidad de arranque autónomo (black-start) presentes.

Un inversor electrónico de potencia convierte la energía en corriente continua (CC) de una fuente de energía como el viento, la energía fotovoltaica (PV) o las baterías a corriente alterna (CA) para su uso en un sistema de potencia en CA. Como se muestra en la Figura 5.9, un inversor electrónico de potencia típico consta de un lado de CC, que contiene un enlace de CC; un conjunto de dispositivos semiconductores de conmutación; y un filtro pasivo en el lado de la red que evita que los armónicos de conmutación se propaguen hacia la red. El lado de entrada del enlace de CC se conecta ya sea directamente a una fuente de energía o puede estar conectado a otros dispositivos de electrónica de potencia, como uno o varios convertidores de CC a CC.



**Figura 5.9:** Estructura general de un sistema con inversores con lazo de control cerrado..

En los convertidores modernos, una fracción importante de los controladores en lazo cerrado toma la forma de un controlador digital. Los controladores digitales son completamente programables, lo que les otorga un alto grado de flexibilidad algorítmica y permite la síntesis de nuevos controladores con relativa facilidad. Se proporciona una visión general de los controladores de inversores en la Figura 5.10.



**Figura 5.10:** Diagrama funcional de inversores Grid-Following y Grid-Forming.

En la Tabla 5.1 se muestra una comparación entre los controles Grid-Following y Grid-Forming.

<b>Grid-Following Control</b>	<b>Grid-Forming Control</b>
Assumes grid already formed under normal operations	Assumes it has responsibility to form and maintain healthy grid
Direct-quadrature (dq) <sup>15</sup> vector control of current injected into the grid	Control of voltage magnitude and frequency/phase
Decoupled control of P and Q	Slight coupling between P and Q
Needs PLL	It may use PLL control to switch between modes
Needs voltage at the point of common coupling to deliver P and Q	Can black-start a power system
<i>Cannot operate</i> at 100% power electronics penetration; instability thresholds (tipping points) exist	<i>Can theoretically operate</i> at 100% power electronics penetration; can coexist with grid-following
	Not standardized, inadequate operational experience at a systems perspective

**Tabla 5.1:** Comparación entre Control Grid-Following y Grid-Forming

### 5.3.1. Controlador Grid-Following

Como se ilustra en la Figura 5.10, el controlador grid-following de la red contiene dos subsistemas principales:

1. un PLL que estima el ángulo instantáneo de la tensión en la terminal del convertidor medida
2. un bucle de control de corriente que regula la corriente alterna inyectada en la red.

Esto a menudo se denomina control de corriente, ya que la corriente es la magnitud física que se regula. En este contexto, el PLL proporciona la referencia angular para los comandos de corriente y lleva a cabo el comportamiento de “seguimiento”.

Como vemos en la Figura 5.10, los terminales de corriente alterna en seguimiento de la red imitan una fuente de corriente cuya salida real y reactiva sigue las referencias. Para comandos de potencia fija, un inversor actúa como una fuente de potencia real-reativa constante (PQ).

Esta estrategia de control se denomina de Grid-Following porque su funcionamiento depende de que cada inversor tenga una tensión de terminal bien definida a la cual su PLL pueda acoplarse y seguir. En este contexto, la tensión y la frecuencia del sistema son reguladas por recursos externos a cada inversor de seguimiento de la red.

### 5.3.2. Controlador Grid-Forming

Los inversores Grid-Forming deberían permitir la realización de sistemas de energía en corriente alterna escalables y descentralizados, en los que las tensiones y la frecuencia del sistema sean reguladas por las interacciones colectivas de las propias unidades formadoras de red. En este sentido, la máquina síncrona representa la interfaz formadora de red bien comprendida.

Como se muestra en la Figura 5.10, los controladores Grid-Forming existentes pueden clasificarse en términos generales como:

- Controladores de caída (droop controllers)
- Máquinas síncronas virtuales (a menudo llamadas sincronversores)
- Controladores de oscilador virtual
- Propiedades unificadas de los controladores Grid-Forming

## 6. Modelado de la demanda en el sistema de potencia

La operación estable de un sistema de potencia depende de su habilidad para ajustar continuamente la salida eléctrica de las unidades generadoras a la demanda eléctrica del sistema. Consecuentemente, las características de la demanda tienen una importante influencia sobre la operación del sistema.

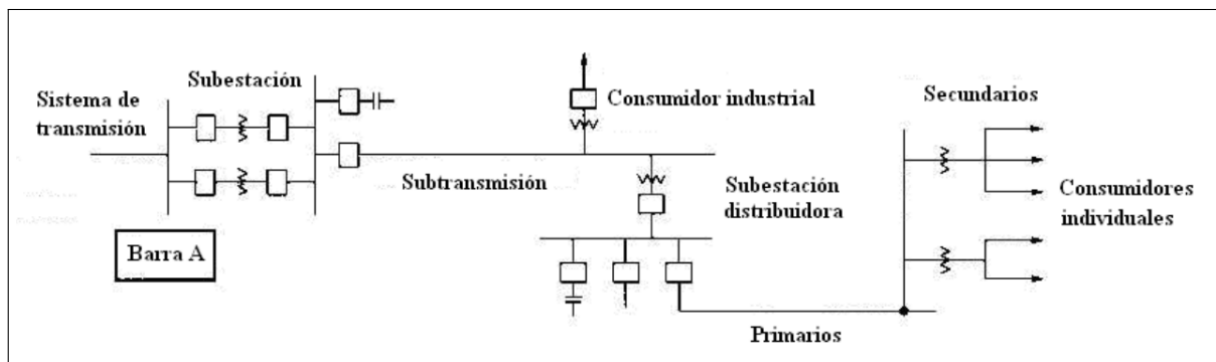
El modelado de la carga es complicado debido a que la carga típica de una barra que debe representarse en los estudios de sistemas, está compuesta de un gran número de dispositivos tales como, lámparas fluorescentes e incandescentes, sistemas refrigeradores, sistemas calentadores, compresores, motores, hornos, y otros de los más variados tipos. La composición exacta de la carga es sumamente difícil de estimar.

Aún si la composición de la demanda fuese conocida con gran exactitud, resultaría impráctico representar cada componente individual, en vista que hay normalmente millones de tales componentes en la demanda total que abastece un sistema de potencia. Por lo tanto, la representación de la demanda en estudios de sistemas está basada en una considerable cantidad de simplificaciones.

La composición se modifica dependiendo de muchos factores incluyendo el tiempo (hora, día, estación), condiciones climáticas, y estado de la economía.

### 6.1. Conceptos básicos del modelado de la demanda

En los estudios de flujo de potencia y estabilidad de los sistemas de potencia, la práctica común es representar las características de la carga compuesta de acuerdo a como se la aprecia desde los puntos de suministro en bloque. Como se ilustra en la Figura 6.1, la carga agregada representada en la subestación de transmisión (barra A) incluye, usualmente, además de los dispositivos de carga conectados, los efectos de los transformadores de bajada de la subestación, los alimentadores de subtransmisión, los alimentadores de distribución, los transformadores de distribución, los reguladores de tensión y los dispositivos de compensación de potencia reactiva.



**Figura 6.1:** Configuración del Sistema de Potencia identificando las partes del sistema con cargas representadas como bloques de demanda en los puntos de suministro (barra A).

### 6.1.1. Modelos estáticos de la demanda

El modelo estático de la demanda expresa las características de la carga en cualquier instante de tiempo como funciones algebraicas de la magnitud de la tensión de barra y de la frecuencia en ese instante. La componente de potencia activa  $P$  y la componente de potencia reactiva  $Q$ , se consideran por separado.

Tradicionalmente, la dependencia de la tensión en la característica de la carga se representó por medio de un modelo exponencial:

$$P = P_0(\bar{V})^a \quad (6.1)$$

$$Q = Q_0(\bar{V})^b \quad (6.2)$$

Donde  $P$  y  $Q$  son los componentes activo y reactivo de la carga, cuando la magnitud de la tensión de barra es  $V$ . El subíndice 0 identifica los valores de las respectivas variables en la condición inicial de operación.

Los parámetros de este modelo son los exponentes  $a$  y  $b$ . Con estos exponentes iguales a 0, 1 o 2, el modelo representa características de potencia constante, corriente constante, o impedancia constante, respectivamente. Para cargas compuestas, sus valores dependen de las características de agregación de los componentes de la carga.

El exponente  $a$  (o el  $b$ ) es aproximadamente igual a la pendiente  $dP/dV$  (o  $dQ/dV$ ) a tensión  $V = V_0$ . Para cargas compuestas en el sistema, el exponente  $a$  usualmente cae en el rango que va desde 0.5 hasta 1.8; y el exponente  $b$  está típicamente entre 1.5 y 6. Una característica significativa del exponente  $b$  es que este varía como una función no lineal de la tensión. Esto se origina por la saturación magnética en los transformadores de distribución y en los motores. A mayores tensiones,  $Q$  tiende a ser significativamente más elevado.

Un modelo alternativo que se utilizó bastante para representar la dependencia de la carga con la tensión es el modelo polinomial:

$$P = P_0[p_1\bar{V}^2 + p_2\bar{V} + p_3] \quad (6.3)$$

$$Q = Q_0[q_1\bar{V}^2 + q_2\bar{V} + q_3] \quad (6.4)$$

Este modelo se refiere genéricamente como el modelo ZIP, ya que está compuesto por componentes de impedancia constante ( $Z$ ), corriente constante ( $I$ ), y potencia constante ( $P$ ) [15]. Los parámetros del modelo son los coeficientes  $p_1$  a  $p_3$  y  $q_1$  a  $q_3$ , los cuales definen la proporción de cada componente.

La dependencia frecuencial de las características de la carga, usualmente se representa multiplicando el modelo exponencial o el modelo polinomial por un factor como sigue:

$$P = P_0(\bar{V})^a(1 + K_{pf}\Delta_f) \quad (6.5)$$

$$Q = Q_0(\bar{V})^b(1 + K_{qf}\Delta_f) \quad (6.6)$$

o

$$P = P_0[p_1\bar{V}^2 + p_2\bar{V} + p_3](1 + K_{pf}\Delta_f) \quad (6.7)$$

$$Q = Q_0[q_1\bar{V}^2 + q_2\bar{V} + q_3](1 + K_{qf}\Delta_f) \quad (6.8)$$

Donde  $\Delta_f$  es la desviación de la frecuencia ( $f-f_0$ ). Típicamente,  $K_{pf}$  cae en el rango desde 0 a 3.0, y  $K_{qf}$  va desde -2.0 hasta 0.

Un modelo estático completo que ofrece la flexibilidad de acomodar varias formas de representación de la demanda es el siguiente:

$$P = P_0[P_{ZIP} + P_{EX1} + P_{EX2}] \quad (6.9)$$

Donde:

$$P_{ZIP} = p_1\bar{V}^2 + p_2\bar{V} + p_3 \quad (6.10)$$

$$P_{EX1} = p_4(\bar{V})^{a_1}(1 + K_{pf1}\Delta_f) \quad (6.11)$$

$$P_{EX2} = p_5(\bar{V})^{a_2}(1 + K_{pf2}\Delta_f) \quad (6.12)$$

La expresión para la componente reactiva de la demanda tiene una estructura similar. La compensación de potencia reactiva asociada con la demanda se representa por separado.

Los modelos estáticos dados por las ecuaciones 6.1 a 6.12 no son realistas a bajas tensiones, y pueden conducir a problemas de cálculo. Por lo tanto, los programas de estabilidad usualmente toman recaudos para modificar la característica de la carga al modelo de impedancia constante cuando la tensión cae por debajo de un valor específico. En el modelo de demanda utilizado en el Programa de Estabilidad de Mediano y Largo Plazo del EPRI (ETMSP), los exponentes  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $b_1$ , y  $b_2$  se varían como una función de la tensión más allá de un cierto valor umbral de la tensión de barra, y se conmuta de los componentes de potencia y corriente constante a la representación por impedancia constante.

### 6.1.2. Modelos dinámicos de la demanda

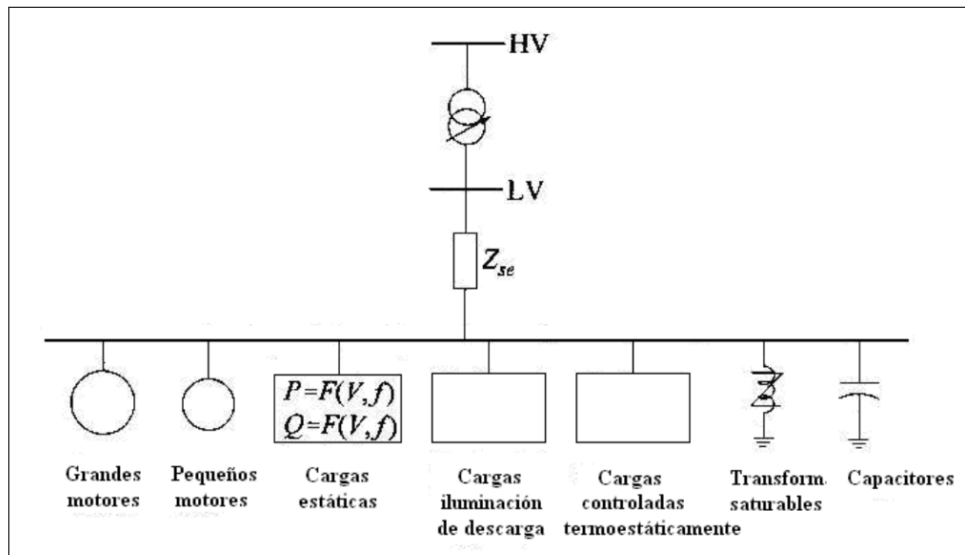
La respuesta de la mayoría de las cargas compuestas a los cambios en la tensión y la frecuencia es rápida, y el estado estacionario de la respuesta se alcanza muy pronto. Esto es verdad al menos para pequeñas amplitudes en los cambios de tensión/frecuencia. El empleo de los modelos estáticos descritos en la sección precedente se justifica en tales casos.

Tenemos, sin embargo, muchos casos donde es necesario tomar en cuenta la dinámica de las cargas compuestas. Los estudios de oscilaciones interárea, estabilidad de tensión, y estabilidad de largo plazo con frecuencia requieren que se modele la dinámica de la carga. El estudio de sistemas con grandes concentraciones de motores también requiere la representación de la dinámica de las cargas.

Otros aspectos dinámicos de los componentes de la carga que requieren consideración en los estudios de estabilidad incluyen los siguientes:

- La extinción de las lámparas de descarga.
- La operación de los relés de protección.
- El control termostático de la carga.
- La respuesta de los cambiadores de topes automáticos bajo carga en los transformadores de distribución, los reguladores de tensión, y los bancos capacitivos controlados por tensión.

En la Figura 6.2 se presenta un modelo de carga compuesto que permite la representación de un amplio rango de características exhibidas por los diversos componentes de la demanda. El modelo ha sido previsto para modelar el agregado de pequeños motores de inducción, grandes motores de inducción, características de cargas estáticas (ecuaciones 6.9 a 6.12), lámparas de descarga, cargas controladas termostáticamente, efectos de saturación de transformadores, y capacitores shunt.

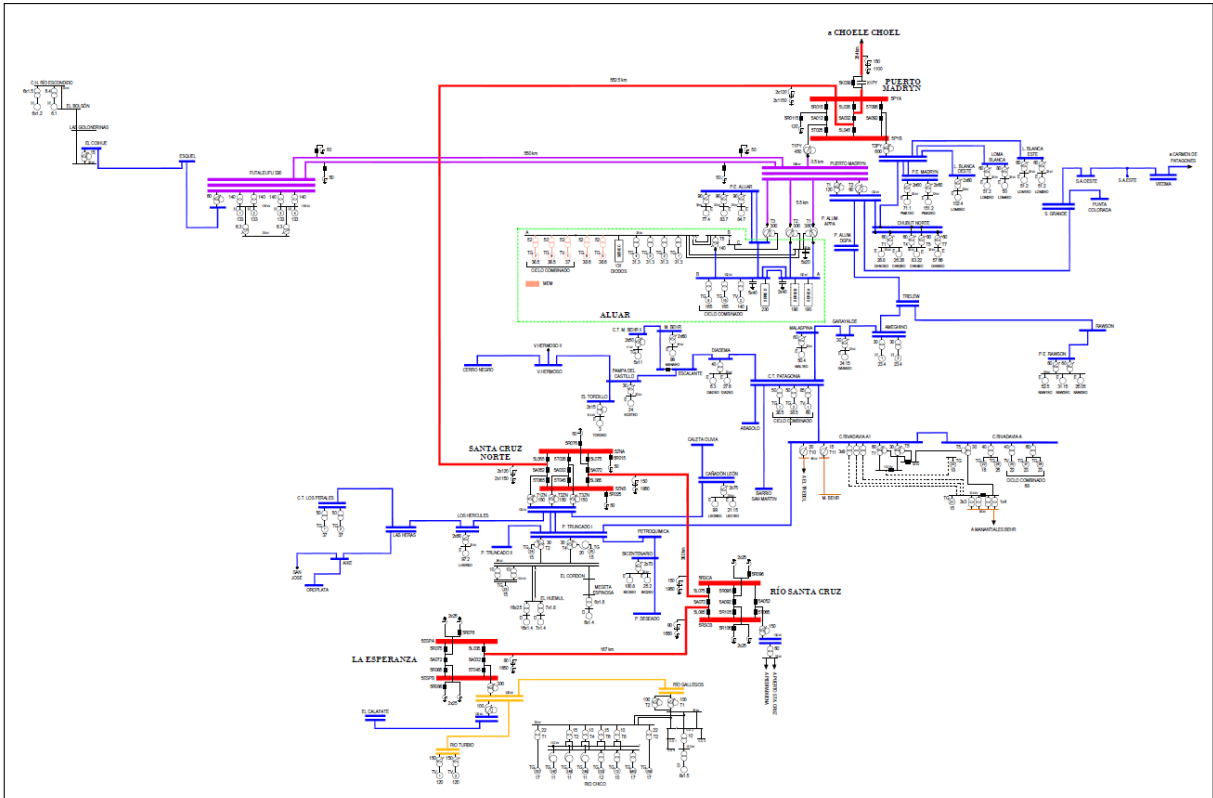


**Figura 6.2:** Modelo de cargas estática y dinámica compuestas.

## 7. Desarrollo

### 7.1. Análisis del Sistema Eléctrico Patagónico

En el presente apartado se abordará el análisis del Sistema Eléctrico Patagónico con el fin de definir los principales elementos (barras, generadores, demandas, líneas, etc.) que formarán parte del modelo a utilizar en las posteriores simulaciones. Para realizar este análisis, se emplearon tanto el diagrama unifilar como la base de datos de CAMESA.



**Figura 7.1:** Unifilar del Sistema Eléctrico Patagónico.

En la Figura 7.1 puede divisarse un unifilar general del sistema en estudio. En primer lugar, puede notarse que se trata de un sistema totalmente radial.

Por otro lado, se identifican los principales generadores convencionales que aportaran la inercia necesaria para garantizar la estabilidad de la red. Se tendrán en consideración aquellos grupos de generadores con potencias instaladas por grupo mayores o iguales a 100 MW. Estos son:

### 1. Futaleufú (Futa)

Central Hidroeléctrica compuesta por cuatro turbinas de 133MW.

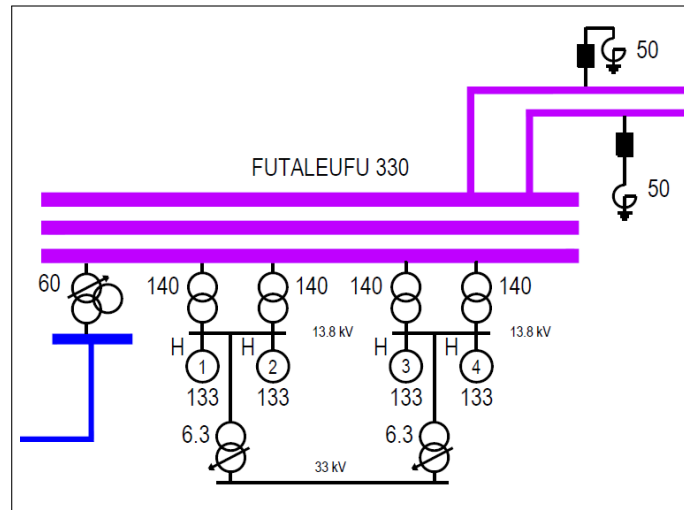


Figura 7.2: Unifilar de la Central Hidroeléctrica “Futaleufú”.

### 2. Central Térmica Patagonia (CTPat)

Central térmica de Ciclo Combinado compuesta por tres generadores, dos TTGG de 38,5MW y una TV de 60MW.

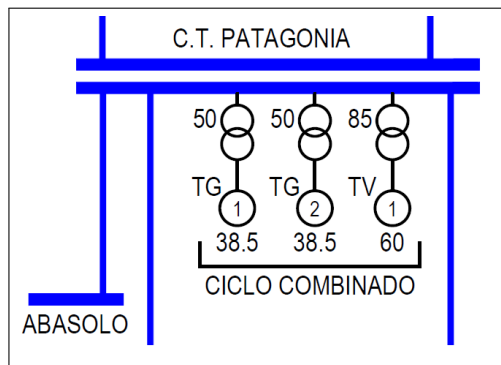
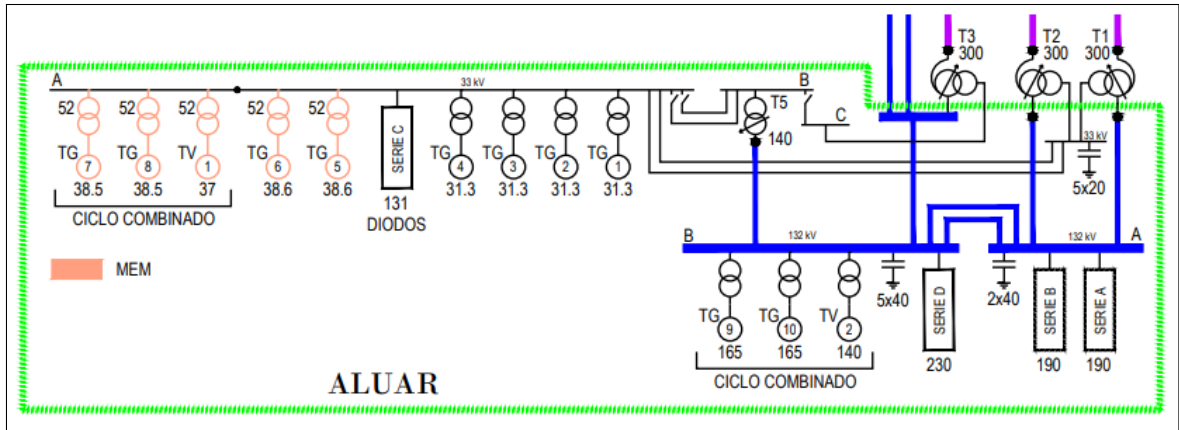


Figura 7.3: Unifilar de la Central Térmica “Patagonia”.

### 3. Aluar (Aluar)

Central térmica compuesta por dos Ciclo Combinados. El primero contiene dos TTGG de 38,5MW y una TV de 37 MW. Por otro lado, el segundo ciclo conbinado está conformador por dos TTGG de 165MW y una TV de 140MW. Por último, contiene un grupo de 4 TTGG de 31,3MW y dos TTGG de 38,6MW.



**Figura 7.4:** Unifilar de la Central Térmica Aluar.

El análisis del sistema Patagónico revela que el grupo Aluar es uno de los grandes usuarios de energía debido a su significativa generación y a la variabilidad de su demanda. Estas fluctuaciones se deben principalmente al proceso de electrólisis empleado en la producción de aluminio puro, el cual requiere el uso de un ánodo, un cátodo y el paso de corriente continua a través del sistema.

Para satisfacer esta necesidad de corriente continua, la planta cuenta con grandes grupos rectificadores encargados de convertir la corriente alterna en continua. En particular, Aluar opera con cuatro series de procesos denominadas A, B, C y D, cada una compuesta por cinco grupos rectificadores con una capacidad superior a 40 MVA.

Uno de los factores que más influyen en la variabilidad de la corriente durante el proceso es la eficiencia de la cuba donde se produce el aluminio. A medida que esta eficiencia varía, se ajusta la altura del ánodo, lo que permite el paso de una mayor o menor cantidad de corriente. Adicionalmente, cualquier mantenimiento en los grupos rectificadores, fallas en las cubas o eventos imprevistos pueden provocar la desconexión de un grupo rectificador, generando una disminución abrupta en la demanda de energía.

#### 4. Parques eólicos

Se identifica la potencia instalada de los parques eólicos existentes en esta región. Según la base de datos aportada por CAMMESA, se totalizan 1.734,06 MW en todo el sistema patagónico.

Se puede discriminar este valor de potencia según los sectores en los que se ubican los parques, donde se puede observar una influencia similar en las condiciones del viento. De esta manera, pueden identificarse las siguientes tres zonas:

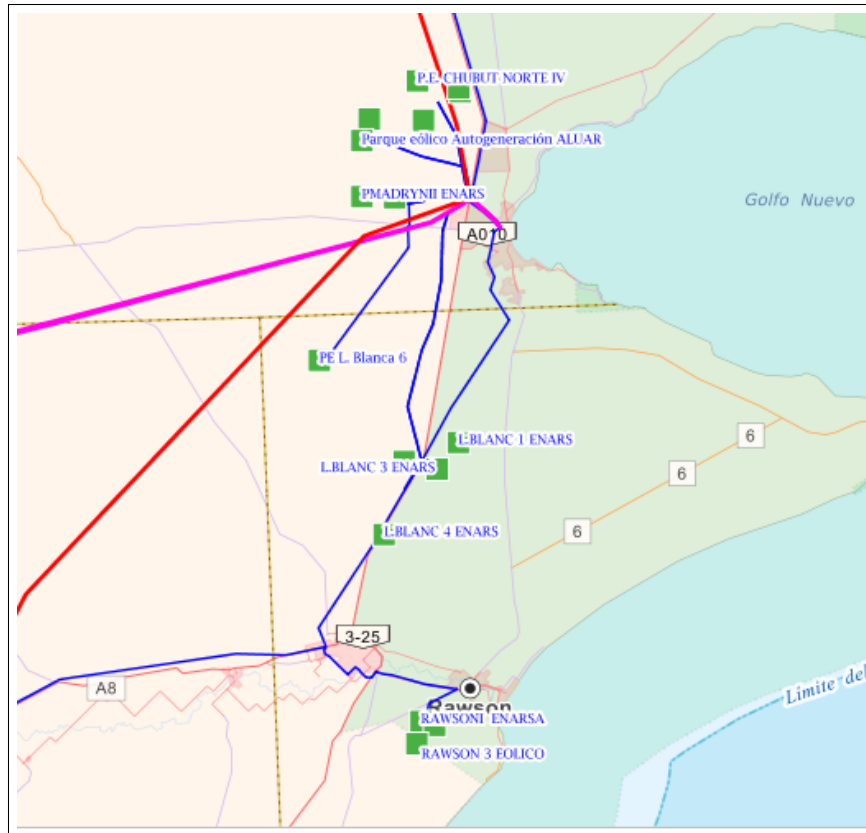


**Figura 7.5:** Zonas identificadas en el Sistema Eléctrico Patagónico.

A continuación, se detallan los parques que conforman a cada una de las zonas:

### **Zona I**

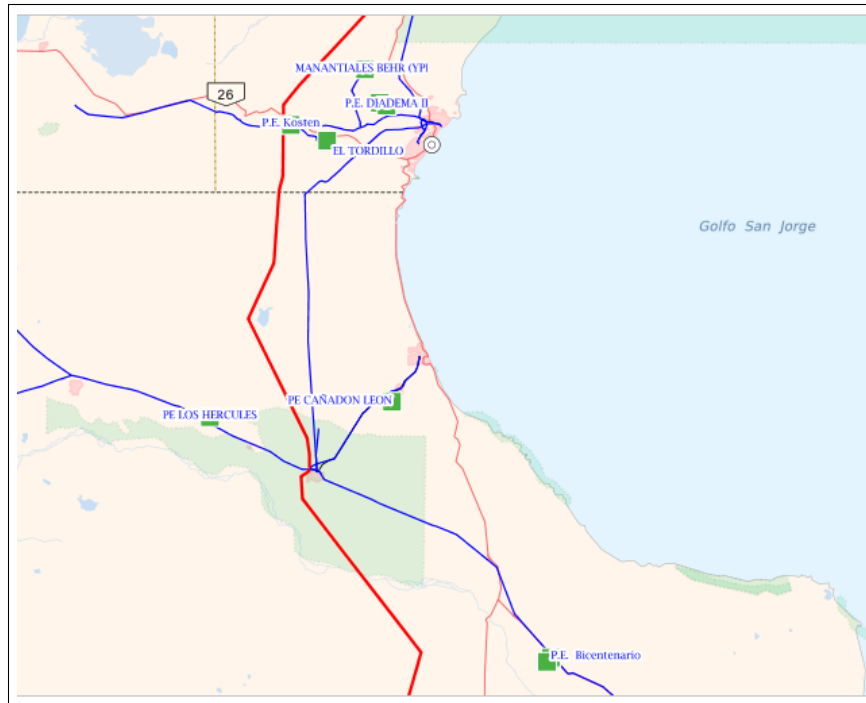
- P.E. “Madryn I y II”
- P.E. “ALUAR”
- P.E. “Loma Blanca I, II, III, IV y VI”
- P.E. “Rawson I, II y III”
- P.E. “Chubut Norte I, II, III y IV”



**Figura 7.6:** Mapa geográfico Zona I.

## Zona II

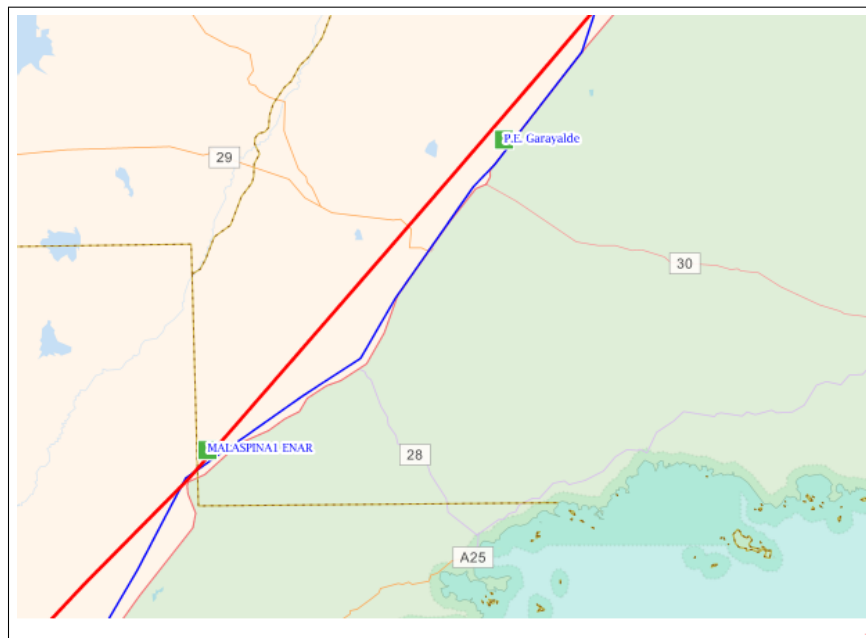
- P.E. “Diadema I y II”
- P.E. “Manantiales Behr”
- P.E. “Kosten”
- P.E. “Cañadon León I y II”
- P.E. “Koluel Kayke”
- P.E. “Los Hercules”
- P.E. “Bicentenario I y II”



**Figura 7.7:** Mapa geográfico Zona II.

**Zona III**

- P.E. “Malaspina I”
- P.E. “Garayalde”



**Figura 7.8:** Mapa geográfico Zona III.



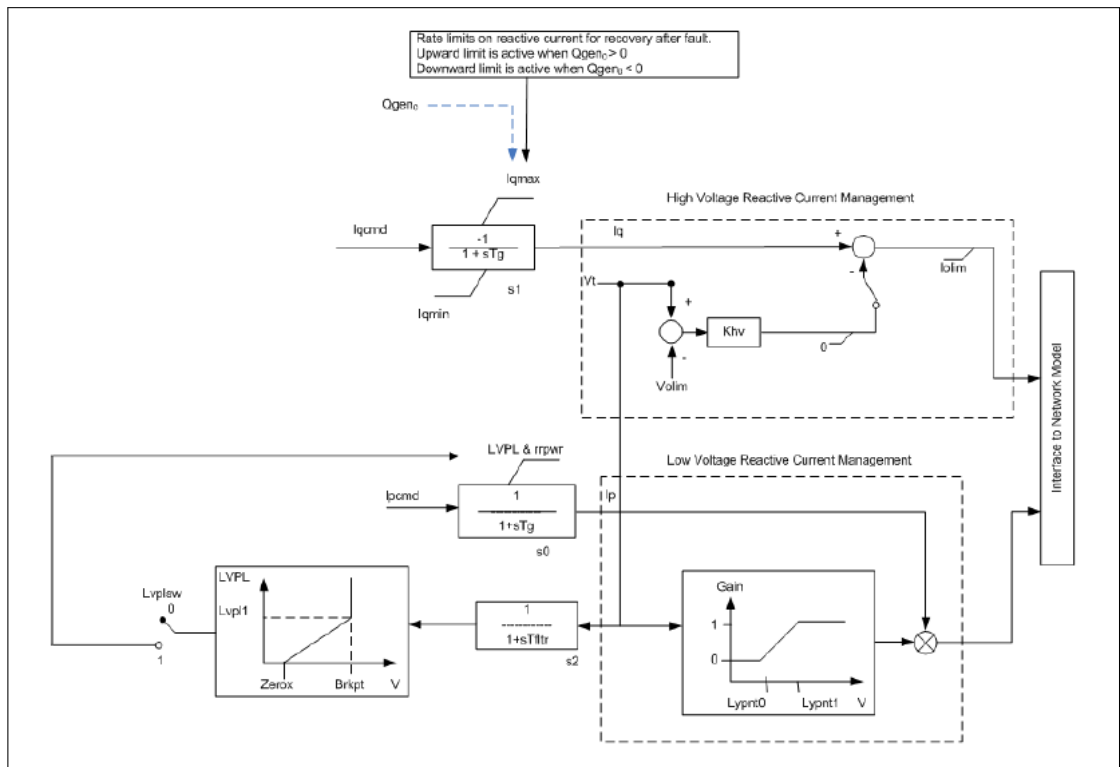
Para realizar las simulaciones, las máquinas convencionales fueron modeladas haciendo uso de los modelos de librerías incluidas en el software de simulación PSSE.

### 7.2.2. Modelos de generadores eólicos

En la siguiente sección se presentan los diferentes modelos utilizados para los generadores eólicos pertenecientes a esta región. Los mismos se encuentran compuestos por 3 modelos particulares:

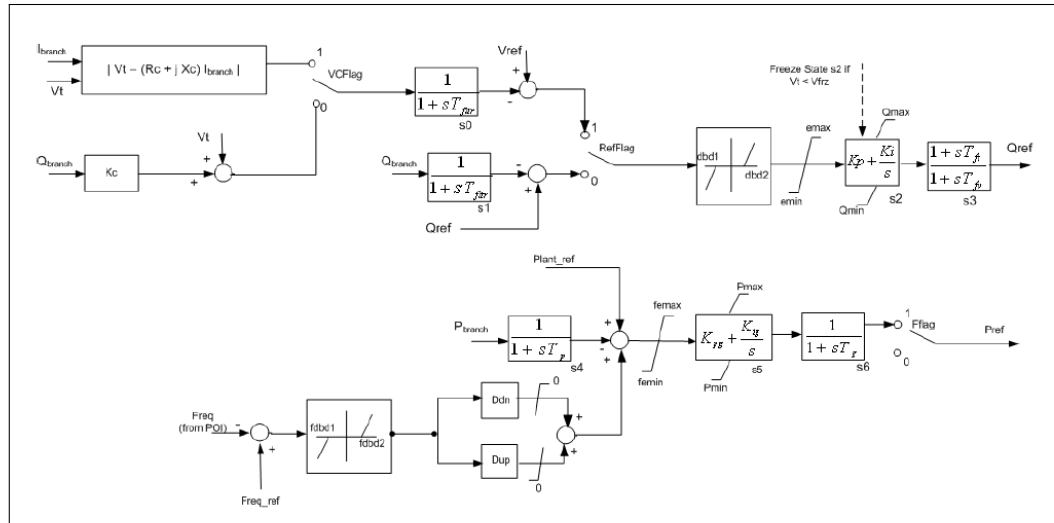
- Modelo del Generador y sistema de conversión de energía (REGCAU1).
- Modelo Eléctrico del sistema de control (REECAU1).
- Modelo del controlador de planta (REPCAU1).

A continuación, en la Figura 7.10, se muestra el modelo utilizado para el generador eólico.



**Figura 7.10:** Modelo del generador y sistema de conversión de energía (REGCAU1).

La Figura 7.11 presenta el modelado del controlador de planta del aerogenerador.



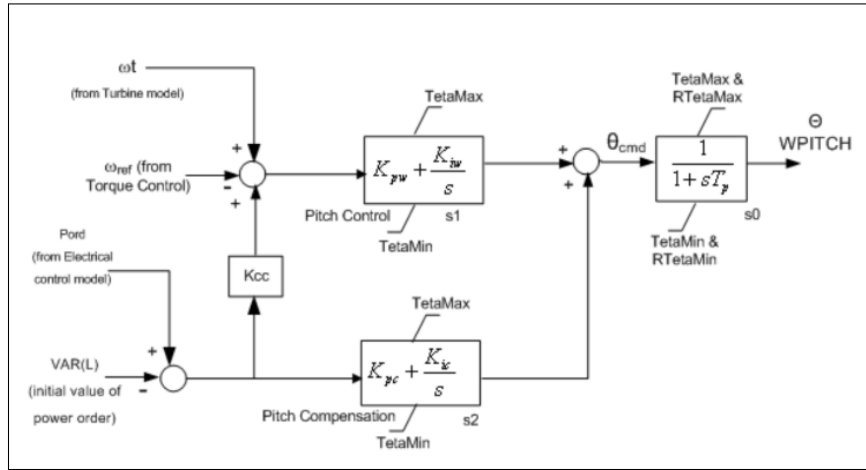
**Figura 7.11:** Modelo del controlador de planta (REPCAUI).

Cabe destacar que este modelo es empleado para máquinas eólicas de tipo 4. Cuando se tiene una máquina tipo 3, el modelo asume el nombre de REPCTAU1.

Por último, la Figura 7.12 exhibe el diagrama de bloques correspondiente al modelo eléctrico del generador.



La Figura 7.13 presenta el modelp del controlador de Pitch para aerogeneradores tipo 3.

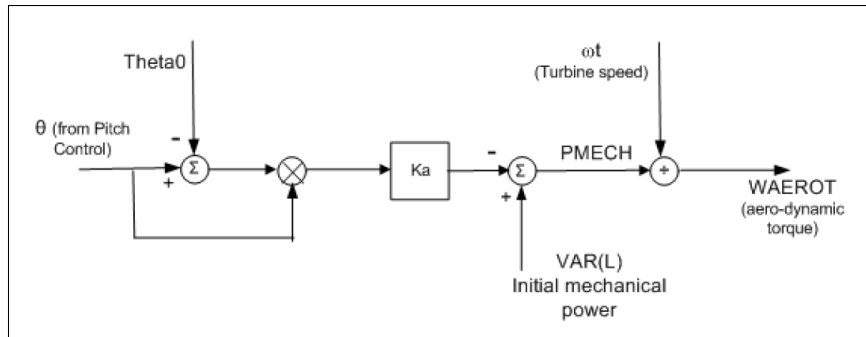


**Figura 7.13:** Modelo de Control de Pitch para aerogeneradores tipo 3 (WTPTAU1).

Observando la Figura anterior, se puede notar que el control de pitch recibe información de otros modelos para su funcionamiento.

#### 7.2.4. Modelo Aerodinámico genérico para Generadores Eólicos

En la siguiente Figura se observa el diagrama de bloques correspondiente al modelo aerodinámico genérico empleado para generadores eólicos tipo 3.



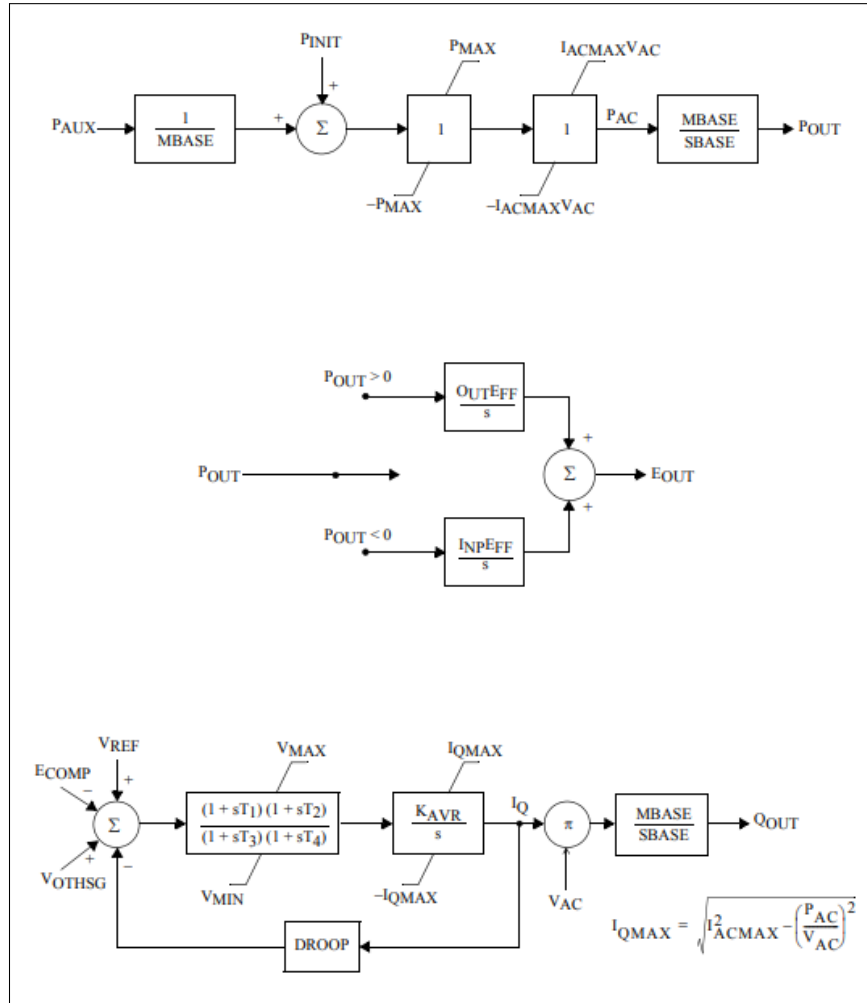
**Figura 7.14:** Modelo aerodinámico genérico para generadores eólicos tipo 3.

En el software PSSE este modelo recibe el nombre de WTARAU1. Tal como puede observarse, el mismo puede interactuar con otros modelos tales como el control de torsión (WT3T), el control de planta (REPCAU1 o REPCAUI), el modelo de generación eólica (REGCAU1), el modelo del control de pitch (WTPTAU1), entre otros.

La principal función del modelo aerodinámico es representar la conversión de energía del viento en potencia mecánica que se aplica al eje del generador.

### 7.2.5. Modelos de Almacenamiento de Energía

Para el modelado de un Sistema BESS se utilizó el modelo dinámico presente en la librería del software PSS-E, llamado CBEST. El diagrama de bloques correspondiente se muestra en la siguiente Figura 7.15:



**Figura 7.15:** Diagrama de bloques del modelo dinámico de librería CBEST.

A continuación, se describe en detalle el funcionamiento del modelo a utilizar:

- En la parte superior del diagrama de bloques de la Figura 7.15, se representa el control de potencia activa. A partir de una potencia auxiliar ( $P_{aux}$ ) y una potencia inicial ( $P_{init}$ ), se define la potencia activa disponible ( $P_{ac}$ ), la cual se limita mediante valores máximos y mínimos ( $P_{max}$  y  $-P_{max}$ ) y la corriente máxima de AC ( $I_{acmax}$ ). Posteriormente, se adapta a las bases de potencia ( $M_{base}$  y  $S_{base}$ ) para obtener la potencia activa final de salida ( $P_{out}$ ).
- En la sección intermedia del diagrama de bloques de la Figura 7.15, se contempla la eficiencia del sistema diferenciando la operación en modo carga y descarga. Si  $P_{out}$  es positivo

(descarga), se aplica la eficiencia de salida; si es negativo (carga), se aplica la eficiencia de entrada. Esto se integra en el cálculo de la energía neta ( $E_{out}$ ).

- Finalmente, en la parte inferior del diagrama de bloques de la Figura 7.15, se muestra el control de tensión asociado al control de potencia reactiva. La señal de error de tensión (diferencia entre  $V_{ref}$  y la tensión medida  $V_{ac}$ , incluyendo compensaciones) se procesa a través de un sistema de control dinámico con filtros y ganancias, generando la corriente reactiva de referencia ( $I_Q$ ). Esta corriente también está limitada por valores máximos y mínimos definidos en función de la capacidad del inversor y la potencia activa instantánea.

En conjunto, este modelo describe de forma simplificada el comportamiento dinámico de un BESS, considerando las restricciones de potencia activa, la gestión de eficiencia en los flujos de energía y la regulación de tensión mediante control de potencia reactiva.

Debido a esta limitación en la regulación de potencia activa, se procedió a implementar una curva escalonada que caracterizará el comportamiento de un sistema de almacenamiento BESS (Battery Energy Storage System) frente a variaciones en la frecuencia del sistema.

Para definir dicha curva, se tomó como referencia el estudio [16], el cual establece los umbrales y las rampas de respuesta activa que permiten simular adecuadamente la participación del BESS en el control primario de frecuencia.

Es importante destacar que en el paper se emplea un modelo dinámico de baterías, REECC1, que no está disponible en la versión del software PSS-E utilizada en este proyecto. Dicho modelo, ilustrado en la Figura 7.16, incluye tanto el control de potencia activa como el control de potencia reactiva.

El esquema de la Figura 7.16 considera un control de tensión en el que la tensión terminal ( $V_t$ ) se compara con una referencia ( $V_{ref}$ ), generando un error ( $V_{err}$ ) que es procesado por un controlador PI para obtener la señal de corriente reactiva de referencia ( $I_{qcmd}$ ). Esta corriente está sujeta a límites máximos y mínimos definidos por el modelo.

Por otro lado, el control de potencia activa se basa en una referencia de potencia ( $P_{ref}$ ) y tiene en cuenta la dinámica del estado de carga (SOC) de la batería. Mediante otro controlador PI, se determina la potencia activa a entregar ( $P_{ord}$ ), la cual se ajusta en función de los límites máximos y mínimos que dependen del SOC y de condiciones operativas definidas (SOCmax, SOCmin).

El modelo incluye una lógica de límites de corriente que prioriza el control de potencia activa o reactiva según se seleccione, garantizando el respeto de las restricciones de corriente total del sistema. Además, se incorporan lógicas de congelamiento de estado para eventos de tensión anormal (Voltage dip), que permiten mantener la estabilidad del sistema ante perturbaciones.

En conjunto, este modelo busca representar con mayor precisión el comportamiento dinámico de un BESS, considerando tanto la capacidad de soporte de tensión y frecuencia como las restricciones de operación asociadas al estado de carga.

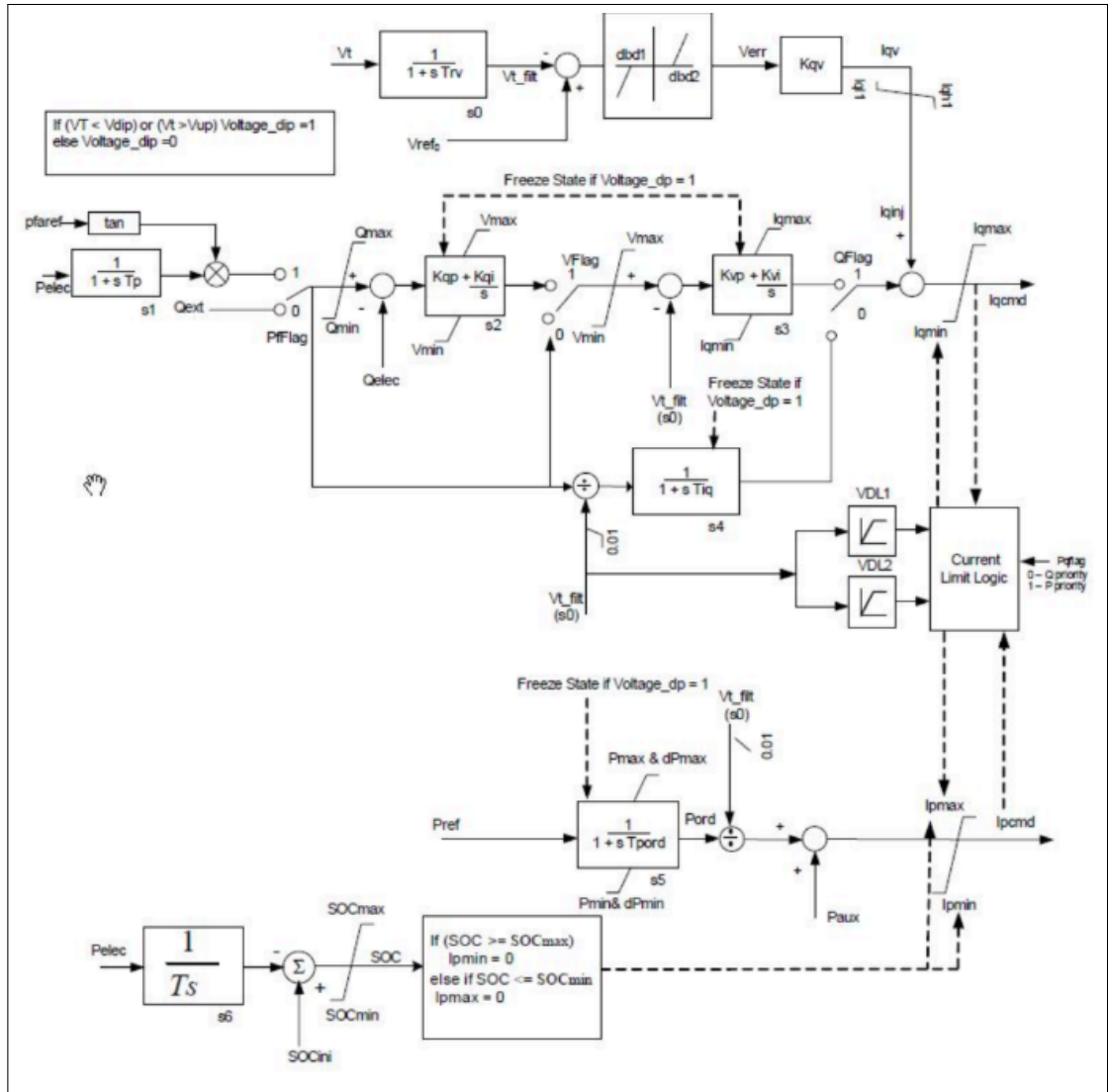
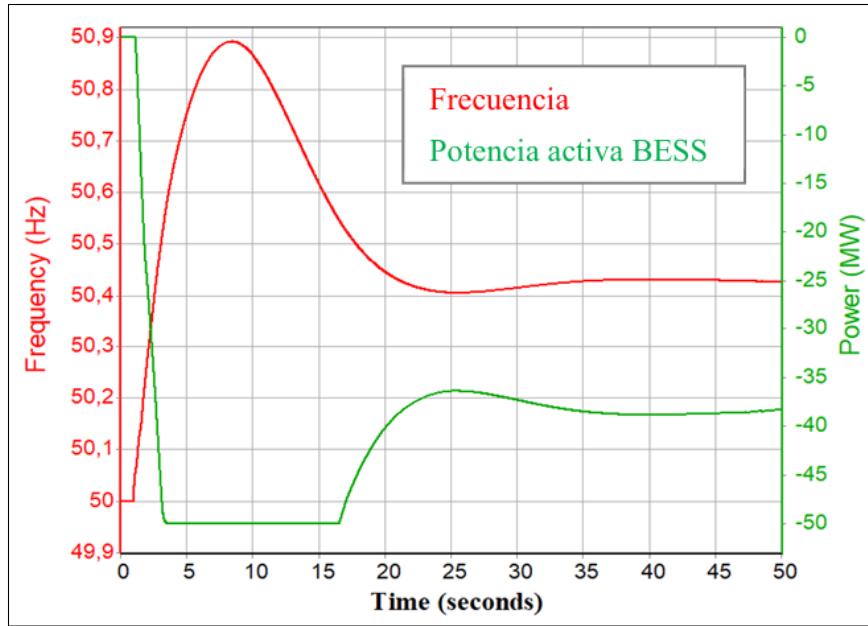


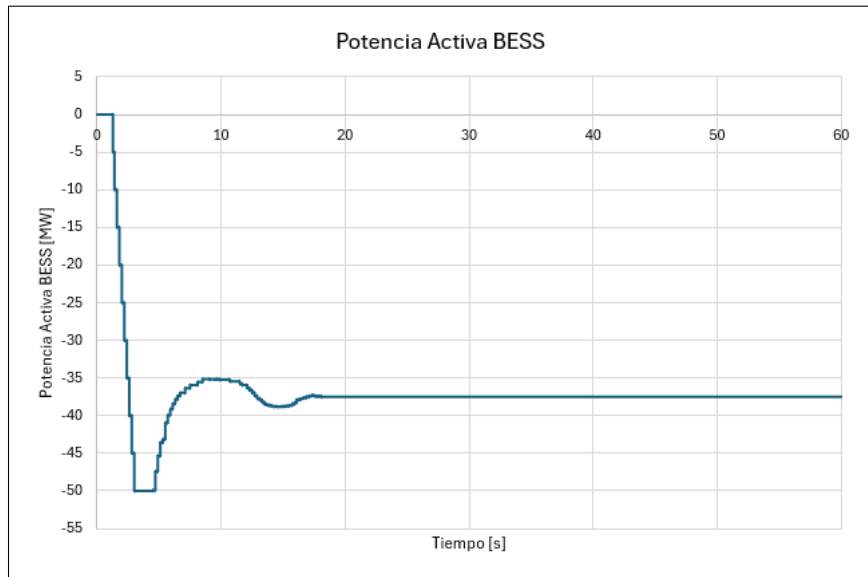
Figura 7.16: Diagrama de bloques del modelo dinámico de librería REECC1.

La curva de referencia que representa el comportamiento dinámico de la potencia activa del sistema de baterías en función de la variación de la frecuencia se muestra en la Figura 7.17.



**Figura 7.17:** Potencia activa vs Frecuencia de un Sistema BESS.

A continuación, en la Figura 7.18 , se presenta la variación escalonada de la potencia activa definida para nuestro caso particular, correspondiente a un banco de baterías con una capacidad de 75 MW. Esta curva refleja la estrategia de respuesta del sistema BESS frente a desviaciones de frecuencia, y fue obtenida tras realizar diversas iteraciones y ajustes con el objetivo de lograr una representación lo más fiel posible al comportamiento real esperado.



**Figura 7.18:** Dinámica de la Potencia Activa de un Sistema BESS de 75 MW.

### 7.2.6. Modelo Estático de la Demanda

Dado que la representación de la demanda puede influir significativamente en la respuesta dinámica del sistema eléctrico ante contingencias, se considera fundamental evaluar dicha influencia mediante distintas configuraciones de modelado. Con este objetivo, se plantearán oportunamente tres modelos estáticos de demanda, los cuales permitirán comparar el comportamiento del sistema bajo diferentes distribuciones de carga constante en impedancia, corriente y potencia.

Para los escenarios 1, 2, 3 y 4, la demanda estática se modeló con la siguiente configuración:

#### Modelo original

- **Potencia activa (P)** en porcentaje:
  - Carga constante en impedancia ( $z_{ctte}$ ): **20.0 %**
  - Carga constante en corriente ( $i_{ctte}$ ): **80.0 %**
  - Carga constante en potencia ( $P_{ctte}$ ): **0.0 %**
- **Potencia reactiva (Q)** en porcentaje:
  - Carga constante en impedancia ( $z_{ctte}$ ): **50.0 %**
  - Carga constante en corriente ( $i_{ctte}$ ): **50.0 %**
  - Carga constante en potencia ( $Q_{ctte}$ ): **0.0 %**

Para el escenario 5, se plantearon dos modelos con la siguientes configuración:

#### Modelo 1

- **Potencia activa (P)** en porcentaje:
  - Carga constante en impedancia ( $z_{ctte}$ ): **20.0 %**
  - Carga constante en corriente ( $i_{ctte}$ ): **45.0 %**
  - Carga constante en potencia ( $P_{ctte}$ ): **35.0 %**
- **Potencia reactiva (Q)** en porcentaje:
  - Carga constante en impedancia ( $z_{ctte}$ ): **25.0 %**
  - Carga constante en corriente ( $i_{ctte}$ ): **55.0 %**
  - Carga constante en potencia ( $Q_{ctte}$ ): **20.0 %**

#### Modelo 2

- **Potencia activa (P)** en porcentaje:
  - Carga constante en impedancia ( $z_{ctte}$ ): **15.0 %**

- Carga constante en corriente ( $i_{ctte}$ ): **50.0 %**
- Carga constante en potencia ( $P_{ctte}$ ): **35.0 %**
- **Potencia reactiva (Q)** en porcentaje:
  - Carga constante en impedancia ( $z_{ctte}$ ): **45.0 %**
  - Carga constante en corriente ( $i_{ctte}$ ): **35.0 %**
  - Carga constante en potencia ( $Q_{ctte}$ ): **20.0 %**

### 7.3. Homologación del modelo

Para la realización de las simulaciones se utilizaron como base archivos compartidos por personal de CAMMESA, los cuales son públicos para los agentes del MEM. Dichos archivos poseen formatos aptos para ser empleados mediante el software PSS-E y consisten en un archivo con extensión .sav y otro con extensión .dyr.

Los archivos con extensión .sav (Saved Case File) son de estado estable. En ellos se encuentra contenida toda la información del sistema de potencia en estado estacionario o flujo de carga: barras, líneas, transformadores, generadores, cargas, controles, topología, etc. Representa un estado del sistema en condiciones normales de operación. La información contenida corresponde con datos y parámetros tanto de secuencia directa como homopolar. Los parámetros considerados para la secuencia inversa son considerados como iguales a los de secuencia directa.

Los archivos con extensión .dyr (Dynamic Data File) contienen los datos dinámicos de los diferentes elementos del sistema, principalmente generadores, controladores (AVR, GOV, PSS), cargas dinámicas, compensadores, etc. Este archivo indica qué modelo se usa para cada componente y cuáles son sus parámetros.

El archivo .sav compartido corresponde con un extracto del SADI en donde sólo se encuentra representado el sistema patagónico. El resto del SADI se representa mediante una demanda equivalente ubicada en la barra de 500kV de Choele-Choel. Esto puede observarse en la figura 7.9.

En cambio, el archivo .dyr incluye la información dinámica detallada de todas las máquinas síncronas y modelos asociados al SADI, sin distinción regional. Por este motivo, fue necesario realizar un proceso de depuración y filtrado para identificar y eliminar aquellos modelos dinámicos que no correspondían al Sistema Eléctrico Patagónico, el cual es el foco principal de este estudio.

Este procedimiento implicó analizar cuidadosamente cada modelo y componente presente en el archivo, de modo de garantizar que únicamente permanecieran las máquinas, controles y elementos representativos de la región patagónica. De esta manera, se aseguró que la simulación refleje de forma precisa el comportamiento dinámico real del sistema bajo análisis, evitando posibles interferencias o distorsiones derivadas de elementos ajenos al área de interés.

El software PSS-E cuenta con una librería preinstalada de modelos dinámicos estándar, que pueden ser utilizados para representar el comportamiento de distintos elementos del sistema eléctrico, tales como máquinas síncronas, reguladores de voltaje (AVR), gobernador, estabilizadores de sistema (PSS), entre otros.

Sin embargo, en ciertos casos, estos modelos estándar no son capaces de reproducir con exactitud el comportamiento dinámico real de determinados equipos o dispositivos específicos, especialmente cuando se trata de controladores avanzados o soluciones propietarias.

Para estas situaciones, se pueden utilizar los denominados modelos “de usuario” (user-defined models), que son desarrollados y provistos directamente por el fabricante del controlador o equipo en cuestión. Estos modelos están diseñados para replicar con precisión las características dinámicas particulares del dispositivo real, incluyendo sus lógicas de control internas, límites, y respuestas ante perturbaciones.

Una vez que dichos modelos son homologados y validados por el operador del sistema y/o la autoridad competente, pueden ser integrados al entorno de simulación de PSS-E. De esta forma, se garantiza una representación fiel y detallada del comportamiento dinámico del sistema, mejorando la calidad y la confiabilidad de los estudios de estabilidad y análisis de contingencias.

Para que los modelos de usuario puedan ser correctamente interpretados y utilizados por el simulador, es necesario disponer de ciertos archivos específicos (generalmente archivos de código fuente, archivos objeto y bibliotecas compiladas) que permiten la compilación y carga de las lógicas de control personalizadas dentro del entorno de simulación.

Estos archivos contienen información técnica detallada y confidencial, ya que incluyen algoritmos y configuraciones propias desarrolladas por el fabricante. Por este motivo, son considerados documentación de uso restringido y privado, y no están disponibles para el público general ni para terceros ajenos a la empresa proveedora o al operador del sistema que haya adquirido los derechos correspondientes.

En el marco del presente trabajo, no se contó con acceso a dichos archivos propietarios necesarios para la compilación e integración de los modelos de usuario en el software PSS-E.

Como consecuencia, se debió recurrir a la utilización de modelos estándar disponibles en la librería oficial de PSS-E para representar el comportamiento dinámico de los elementos en estudio. Si bien estos modelos genéricos pueden no replicar con total exactitud la respuesta real de los equipos, permiten aproximar de manera razonable el comportamiento dinámico global del sistema, posibilitando así la realización de los análisis y simulaciones requeridos.

Para poder llevar a cabo el proceso de homologación, se procedió en primer lugar a inicializar el modelo dinámico en el entorno de simulación. Este paso es fundamental, ya que permite verificar el correcto arranque del modelo y examinar posibles errores o inconsistencias que puedan presentarse durante la etapa de inicialización.

Una vez identificados los errores o alertas generados por el simulador, se realizó un análisis detallado de cada uno de ellos con el objetivo de diagnosticar la causa raíz (por ejemplo, parámetros mal definidos, límites incoherentes, o configuraciones incompatibles con el resto del sistema).

A partir de este diagnóstico inicial, se procedió a revisar y ajustar el modelo, corrigiendo la configuración de parámetros, modificando referencias y realizando las adaptaciones necesarias para garantizar su correcta operación dinámica.

Este trabajo iterativo de inicialización y ajuste constituye una etapa clave dentro del proceso

de homologación, ya que asegura que el modelo represente de forma fiel y estable el comportamiento real del equipo o sistema que se pretende simular.

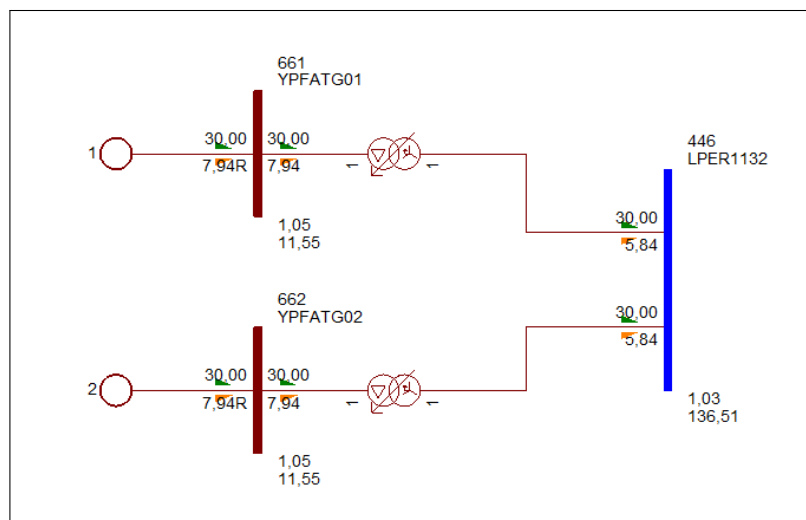
En la Figura 7.19 se presentan algunas condiciones sospechosas que surgieron durante el primer proceso de inicialización de los modelos dinámicos.

INITIAL CONDITIONS SUSPECT:							
I	DSTATE(I)	STATE(I)	MODEL	STATE	BUS# X--	NAME --X	BASKV ID
1	-0.54353	0.99948	GENSAL	K	102	FUTAHI01	13.800 1
2	-0.37658	0.94792	GENSAL	K+1	102	FUTAHI01	13.800 1
3	-0.33566	0.32310	GENSAL	K+2	102	FUTAHI01	13.800 1
6	-0.54353	0.99946	GENSAL	K	104	FUTAHI02	13.800 1
7	-0.37665	0.94798	GENSAL	K+1	104	FUTAHI02	13.800 1
8	-0.33556	0.32297	GENSAL	K+2	104	FUTAHI02	13.800 1
11	-0.54353	0.99946	GENSAL	K	106	FUTAHI03	13.800 1
				.			
				.			
				.			
1540	-2.2370	0.88041	WTTQAU1	K	604	LEONE001	6.0000 1

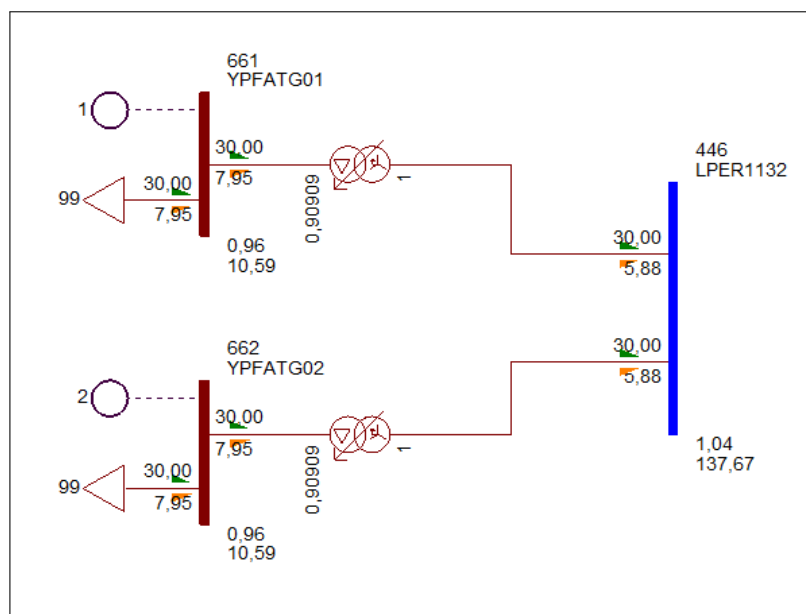
**Figura 7.19:** Condiciones sospechosas al inicializar

En base a todo el análisis y los errores detectados durante el proceso de inicialización, se realizaron las siguientes modificaciones principales:

1. Reemplazo de los modelos dinámicos de usuario correspondientes a los aerogeneradores del Parque Eólico “Diadema” (DIADEO01 y DIA2EO01) por modelos estándar de librería utilizados en el Parque Eólico “Garayalde” (GARAE001).
2. Reemplazo de los modelos dinámicos de usuario correspondientes al aerogenerador del Parque Eólico “Kosteo” (KOSTEO01) por modelos estándar de librería utilizados en el Parque Eólico “Garayalde” (GARAE001).
3. Eliminación de los modelos dinámicos de usuario correspondientes a los generadores de la Central Térmica “Aluar” (ALUATG05, ALUATG06, ALUATG07, ALUATG08, ALUATV01, AL-FIA1, AL-FIA2, AL-FIA3 y AL-FIA4). Esto se debe a que se trata de máquinas muy antiguas, cuya tecnología y documentación no permiten una adecuada actualización ni representación detallada mediante modelos de usuario actuales.
4. Eliminación de los modelos dinámicos de usuario correspondientes a los generadores de la Central Térmica “Río Turbio” (RTURBTV01 y RTURBTV02).
5. Neteo de las máquinas de la Central Térmica “YPF” (YPFATG01 y YPFATG02). Esto se evidencia en la siguiente figura:



**Figura 7.20:** Máquinas de YPF antes de ser netadas.



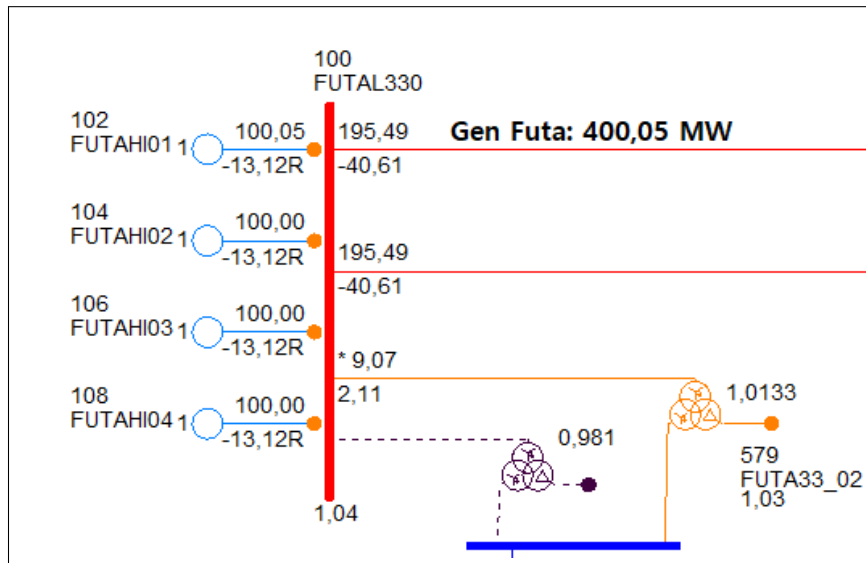
**Figura 7.21:** Máquinas de YPF luego de ser netadas.

Netear un generador consiste en reemplazarlo por una carga equivalente que inyecta o absorbe la misma potencia activa y reactiva (P y Q) que la máquina entregaba en régimen permanente. Este procedimiento preserva el perfil de tensiones y flujos de potencia del sistema, eliminando al mismo tiempo la participación dinámica de la unidad. De esta forma, se remueven sus modelos asociados (como el modelo de máquina, regulador de voltaje, regulador de velocidad y estabilizador de sistema de potencia), y no se consideran durante la simulación transitoria.

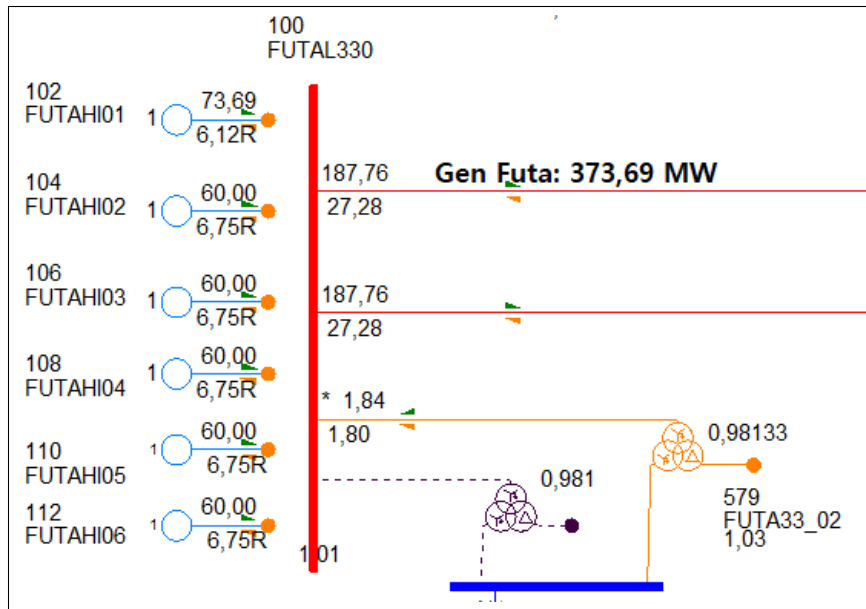
6. Eliminación de los modelos dinámicos de usuario correspondientes al generador de la Central Térmica “Comodoro Rivadavia” (CRIVTG23). Este procedimiento se realizó debido

a que la central no es despachada actualmente, por lo que no resulta necesario modelar en detalle cada unidad individual. De esta manera, se mantiene la coherencia global del sistema sin comprometer la precisión de los estudios dinámicos.

7. Reemplazo de los modelos dinámicos de usuario correspondientes a los aerogeneradores del Parque Eólico “Chubut Norte” (CHN3EO01, CHN2EO01 y CHN4EO01) por modelos estándar de librería utilizados en el Parque Eólico “Bicentenario” (BICEEO01).
8. Reemplazo de los modelos dinámicos de usuario correspondientes al aerogenerador del Parque Eólico “Leones” (LEONEO01) por modelos estándar de librería utilizados en el Parque Eólico “Bicentenario” (BICEEO01).
9. Reemplazo de los modelos dinámicos de usuario correspondientes al aerogenerador del Parque Eólico “Los Hércules” (LHEREO01) por modelos estándar de librería utilizados en el Parque Eólico “Bicentenario” (BICEEO01).
10. Reemplazo de los modelos dinámicos de usuario correspondientes a los generadores hidráulicos de la Central Hidráulica “Futaleufú” (FUTAHI01, FUTAHI02, FUTAHI03 Y FUTAHI04) por modelos estándar de librería utilizados en la Central Hidráulica “Pichi Picún Leufú”. Dado que cada turbina de “Pichi Picún Leufú” posee una potencia nominal inferior a la de las unidades originales de “Futaleufú”, fue necesario incorporar dos máquinas adicionales para mantener la equivalencia en la potencia total instalada. De este modo, el modelo de la Central Hidroeléctrica “Futaleufú” quedó conformado por seis generadores (Figura 7.23), en lugar de los cuatro originales (Figura 7.22).



**Figura 7.22:** Central de Futaleufú previo a la modificación.



**Figura 7.23:** Central de Futaleufú luego de la modificación.

11. Reemplazo de los modelos dinámicos de usuario correspondientes al aerogenerador del Parque Eólico “Los Hercules” (LHEREO01) por modelos estándar de librería utilizados en el Parque Eólico “Bicentenario” (BICEEO01).
12. Reemplazo de los modelos dinámicos de usuario correspondientes a los generadores de la central térmica “Patagonia” (PATATG01 y PATATG02) por modelos estándar de librería utilizados en la central térmica “Independencia”.

Una vez completadas todas las etapas y modificaciones detalladas anteriormente, se logró alcanzar la condición de inicialización final mostrada en la Figura 7.24, la cual constituye un punto de partida coherente y estable para la realización de las simulaciones dinámicas posteriores. Puede apreciarse que las condiciones iniciales son adecuadas gracias al mensaje resaltado en rojo “INITIAL CONDITIONS O.K.”, el cual indica que el sistema se encuentra correctamente inicializado y sin inconsistencias numéricas o configuraciones erróneas que pudieran comprometer la calidad de los resultados dinámicos.

```

INITIAL CONDITION LOAD FLOW USED 1 ITERATIONS
-----
MACHINE INITIAL CONDITIONS
-----
BUS# X-- NAME --X BASKV ID ETERM EFD POWER VARS P.F. ANGLE ID IQ
102 FUTAH101 13.800 1 1.0300 1.2883 67.10 -10.62 0.9877 70.52 0.1705 0.6510
104 FUTAH102 13.800 1 1.0300 1.2877 67.00 -10.62 0.9877 70.49 0.1697 0.6503
106 FUTAH103 13.800 1 1.0300 1.2877 67.00 -10.62 0.9877 70.49 0.1697 0.6503
108 FUTAH104 13.800 1 1.0300 1.2877 67.00 -10.62 0.9877 70.49 0.1697 0.6503
110 FUTAH105 13.800 1 1.0300 1.2877 67.00 -10.62 0.9877 70.49 0.1697 0.6503
112 FUTAH106 13.800 1 1.0300 1.2752 65.00 -10.70 0.9867 69.80 0.1541 0.6342
      :
      :
      :
692 MANAE001 0.7000 2 1.0200 0.0000 31.00 5.79 0.9830 47.39 0.1126 0.6030
-----
INITIAL CONDITIONS CHECK O.K.

```

**Figura 7.24:** Correcta Inicialización.

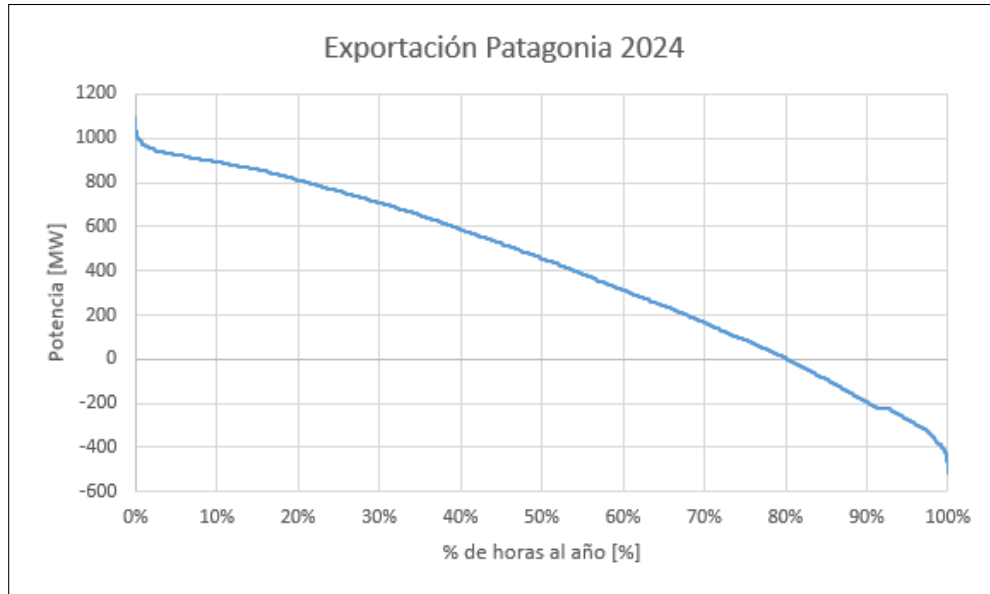
#### 7.4. Planteo de escenarios

Con el objetivo de definir los distintos escenarios de análisis, se llevó a cabo un estudio detallado de las curvas monótonas de demanda correspondientes al Sistema Interconectado Patagónico (SIP). Además, se consideraron las curvas monótonas de potencia exportada desde la barra Puerto Madryn hacia otras regiones del país, lo cual permitió identificar patrones de comportamiento y niveles característicos de transferencia de energía que resultan relevantes para el planteamiento de escenarios futuros.

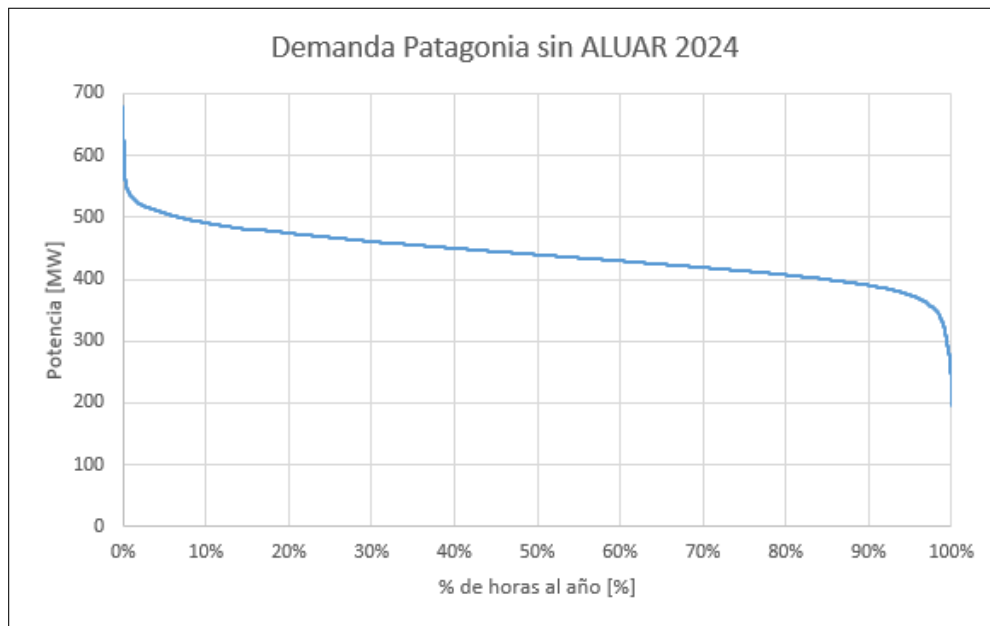
Las curvas monótonas representan la evolución ordenada de una variable, como la demanda o la exportación de potencia, a lo largo de un período determinado, reordenando los valores desde el más alto al más bajo (o viceversa), sin considerar su secuencia temporal. Estas curvas permiten observar el comportamiento máximo y mínimo de una magnitud, así como su frecuencia relativa, facilitando la identificación de patrones de carga o exportación y su duración en el tiempo.

Los valores utilizados para realizar este análisis se obtuvieron a través de la página oficial de CAMMESA, los cuales fueron registrados en intervalos de 30 minutos durante un año.

En la Figura 7.25 se presenta la curva monótona de Exportación del SIP y en la Figura 7.26, la curva monótona de Demanada del SIP.



**Figura 7.25:** Curva Monótona de exportación del SIP - 2024



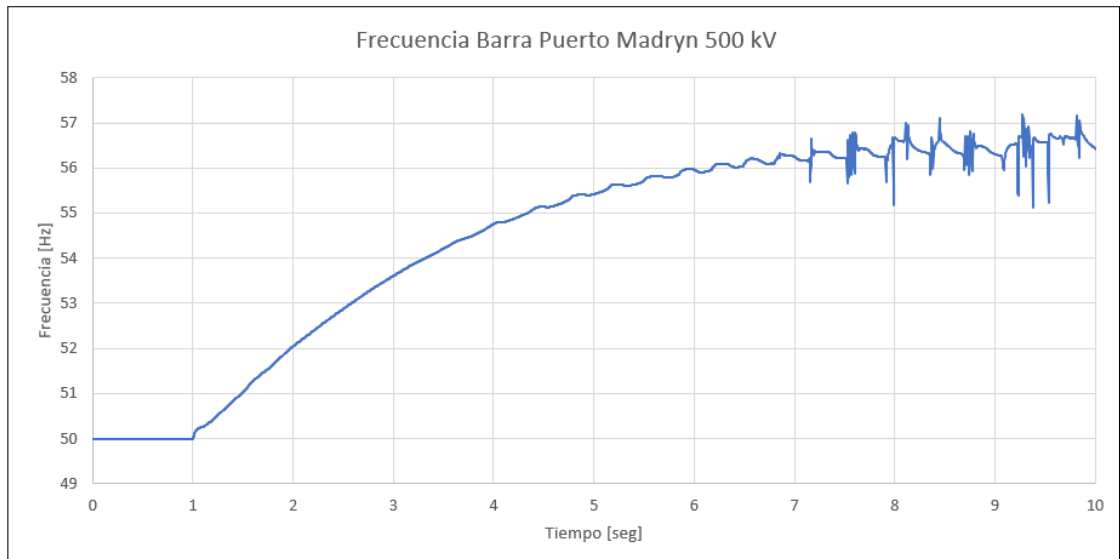
**Figura 7.26:** Curva Monótona de demanda del SIP - 2024

Se analizarán diversos escenarios, considerando valores máximos para la demanda interna del SIP y diferentes niveles de exportación hacia el SADI, dentro de sus rangos máximos. La simulación consistirá en la aplicación de una falla trifásica en la LAT Puerto Madryn - Choele Choel y su posterior apertura, quedando el SIP en isla.

#### 7.4.1. Escenario base y casos a estudiar

Para el escenario base, se considera una exportación igual a 601,57 MW y una demanda interna del SIP de 356,7 MW, sin tener en cuenta la demanda de ALUAR. Para esta última, se tiene una potencia demandada desde la red de 221,99 MW.

Se realiza una primera simulación aplicando la falla trifásica en la LAT de 80 *ms* de duración. A continuación, se exponen los resultados de dicha simulación.

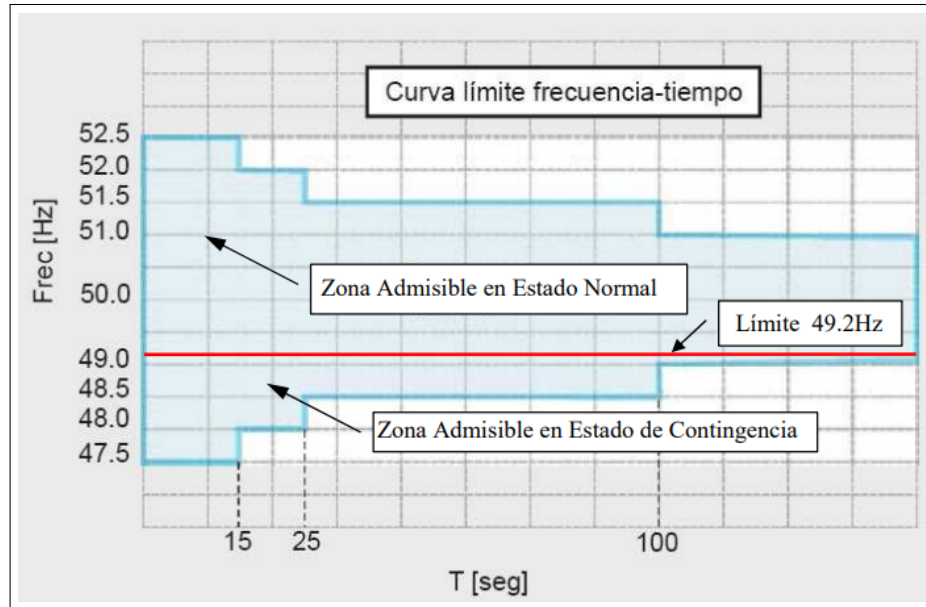


**Figura 7.27:** Frecuencia de la barra Puerto Madryn 500 kV.

En la Figura 7.27, se observa una excursión pronunciada de la frecuencia que conduce al colapso de la isla de la Patagonia en cuestión de segundos.

Para evitar esta situación, existe un automatismo denominado “Desconexión Automática de Generación (DAG)”. La función principal de este automatismo es prevenir el colapso de la frecuencia ante la pérdida repentina de demanda o la ocurrencia de contingencias que generen un exceso significativo de generación respecto a la carga.

En esencia, el DAG monitorea continuamente la frecuencia del sistema en la zona aislada. Si la frecuencia comienza a aumentar rápidamente por encima de un umbral preestablecido (indicando en la Figura 7.28), la DAG actúa de forma automática y rápida para desconectar selectivamente unidades de generación. Al reducir la potencia generada, se busca restablecer el equilibrio entre la generación y la demanda, estabilizando la frecuencia y evitando una sobre frecuencia que podría dañar los equipos y llevar al colapso del sistema.



**Figura 7.28:** Curva límite Frecuencia vs Tiempo.

Considerando la crucial aplicación del DAG al generarse la Isla del Sistema Patagónico, a continuación, se presentan los cuatro escenarios que serán desarrollados en la siguiente sección para su posterior análisis.

- Escenario 1: Alta exportación con baja disponibilidad de recurso eólico, elevada demanda en el SIP y despacho aplicando el DAG.
- Escenario 2: Alta exportación con alta disponibilidad de recurso eólico, elevada demanda en el SIP y despacho aplicando el DAG.
- Escenario 3: Alta exportación con alta disponibilidad de recurso eólico, elevada demanda en el SIP, despacho aplicando el DAG y Sistema BESS ubicado en Puerto Madryn.
- Escenario 4: Alta exportación con alta disponibilidad de recurso eólico, elevada demanda en el SIP, despacho aplicando el DAG y Sistema BESS ubicado en Comodoro Rivadavia.
- Escenario 5: Alta exportación con alta disponibilidad de recurso eólico, elevada demanda en el SIP, despacho aplicando el DAG, Sistema BESS ubicado en Puerto Madryn y modificación del modelado estático de la demanda.

#### 7.4.2. Secuencia DAG

La desconexión automática de generación (DAG) está dada por la siguiente secuencia. La misma fue obtenida a partir del estudio realizado por el instituto de investigaciones tecnológicas para redes y equipos eléctricos - Laboratorio de alta tensión (IITREE-LAT).

Ante la salida de la LAT 500 kV PM-CHCH se produce DAG de distinta cantidad de máquinas de Futaleufú según sea el despacho de la central y la cantidad de líneas de 330 kV en servicio.

Cuando se encuentran cuatro grupos en funcionamiento en Futaleufú y la potencia por la línea de 500 kV (PA) o la potencia por el autotransformador (PB) es en sentido exportador hacia el SADI y mayor a 200 MW, se realiza DAG2, lo cual consiste en el disparo de dos de las cuatro máquinas en funcionamiento.

Por otra parte, se produce la DAG en parques eólicos que se encuentran en la zona sur y norte de la Patagonia.

A continuación, se presenta la secuencia de eventos correspondiente a la DAG utilizada para el escenario en cuestión.

1. DAG Parques Eólicos Zona Norte: A los 60 mseg se realiza la desconexión automática de los siguientes parques eólicos:
  - Parque Eólico “Madryn”
  - Parques Eólicos “Loma Blanca I, II, III y IV”
  - Parque Eólico “Chubut Norte IV”
2. DAG Parques Eólicos Zona Sur: A los 130 mseg se realiza la desconexión automática de los siguientes parques eólicos:
  - Parque Eólico “Los Hercules”
  - Parque Eólico “Bicentenario”
  - Parque Eólico “Cañadón León”
3. DAG Futaleufú: A los 200 mseg se realiza la desconexión de la mitad de las máquinas que se encuentra en servicio. En nuestro caso las 4 máquinas de Futaleufú están en servicio.

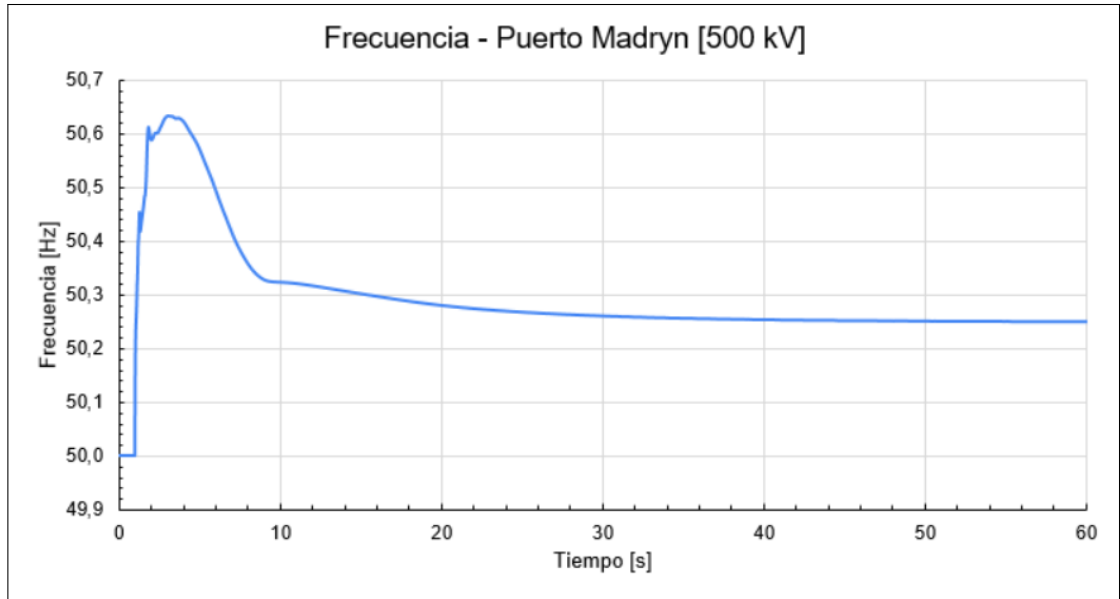
## **7.5. Simulaciones**

### **7.5.1. Escenario 1**

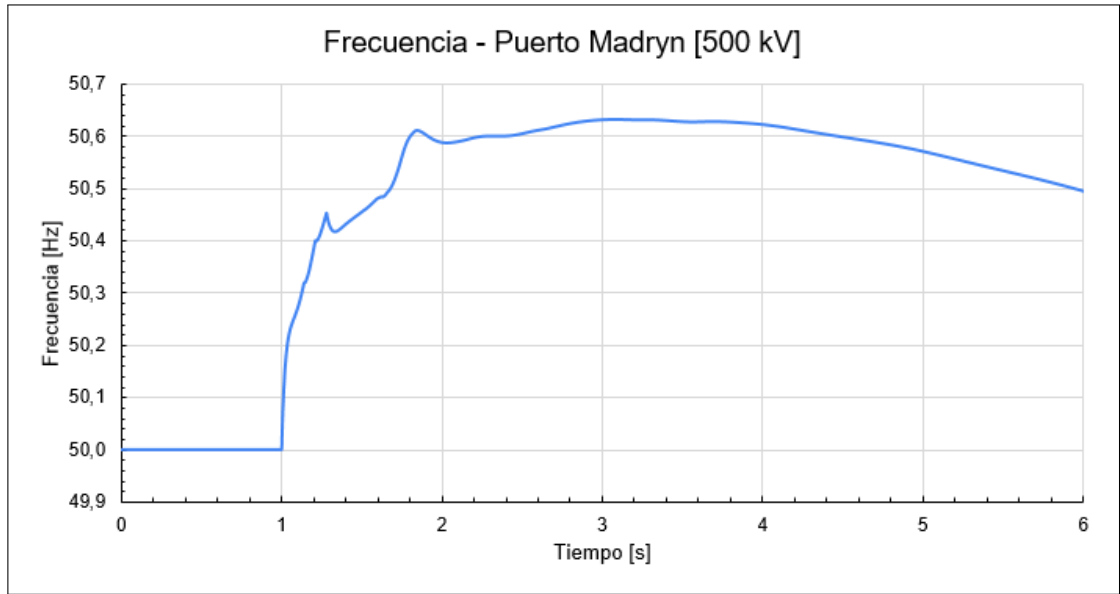
En este escenario, se considera una baja contribución de generación eólica, correspondiente aproximadamente al 20% de la potencia total instalada de aerogeneradores, lo cual implica un 32,3% de eólico respecto al total generado en el SIP. Como resultado, se observa una alta participación de generación convencional y una exportación de energía desde el SIP hacia el resto del SADI del orden de 600 MW.

A partir de este estado estacionario, se produce una falla trifásica en la LAT Puerto Madryn – Choele Choel, seguida de su apertura, lo que provoca que el SIP quede operando en condición de isla.

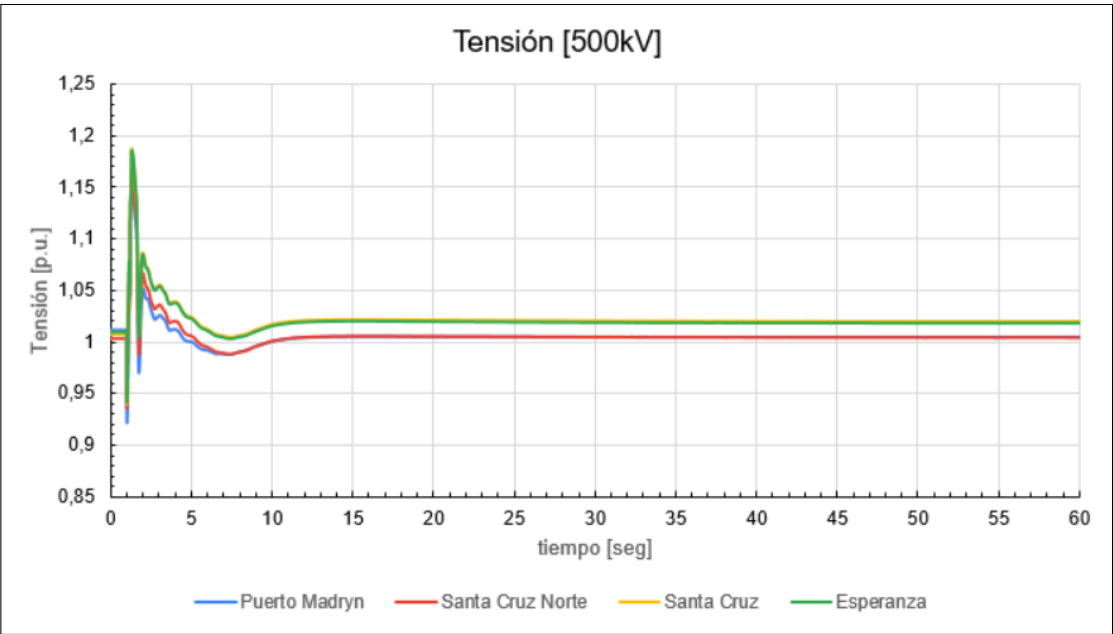
A continuación, se presentan las dinámicas de las variables más relevantes del sistema, las cuales serán analizadas en detalle posteriormente.



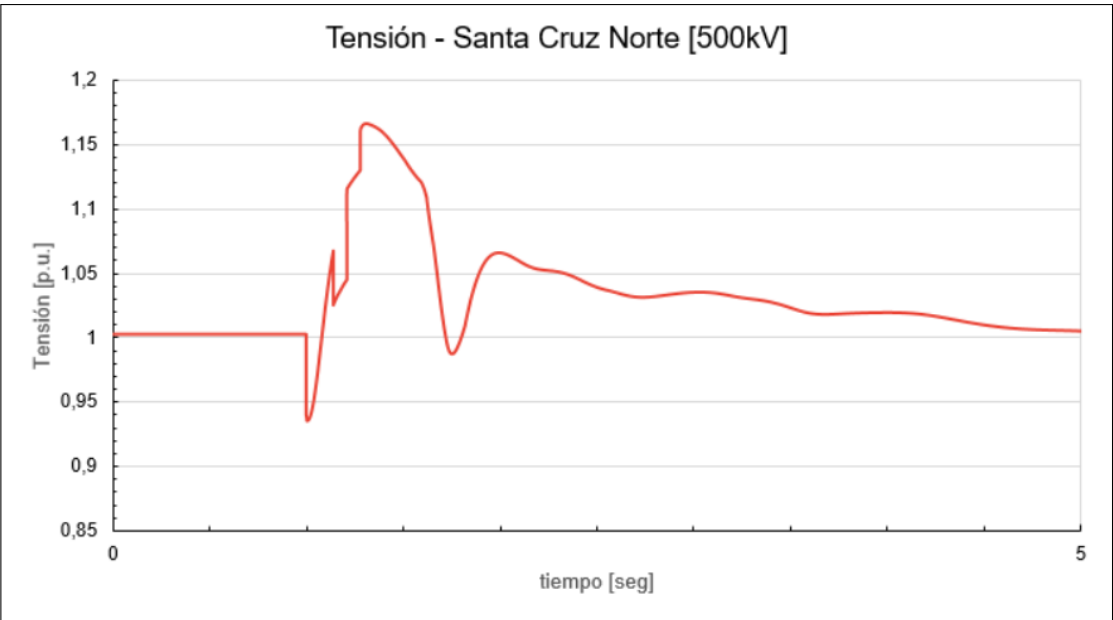
**Figura 7.29:** Frecuencia vs Tiempo - Escenario 1



**Figura 7.30:** Frecuencia vs Tiempo ampliada - Escenario 1



**Figura 7.31:** Tensión vs Tiempo - Escenario 1



**Figura 7.32:** Tensión vs Tiempo en barra “Santa Cruz Norte” - Escenario 1

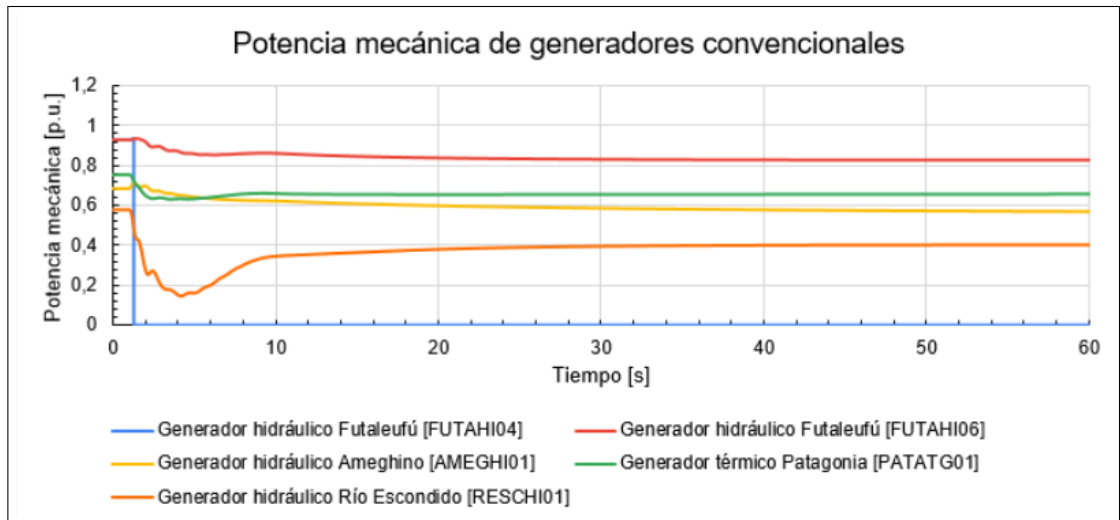


Figura 7.33: Potencia mecánica vs Tiempo - Escenario 1

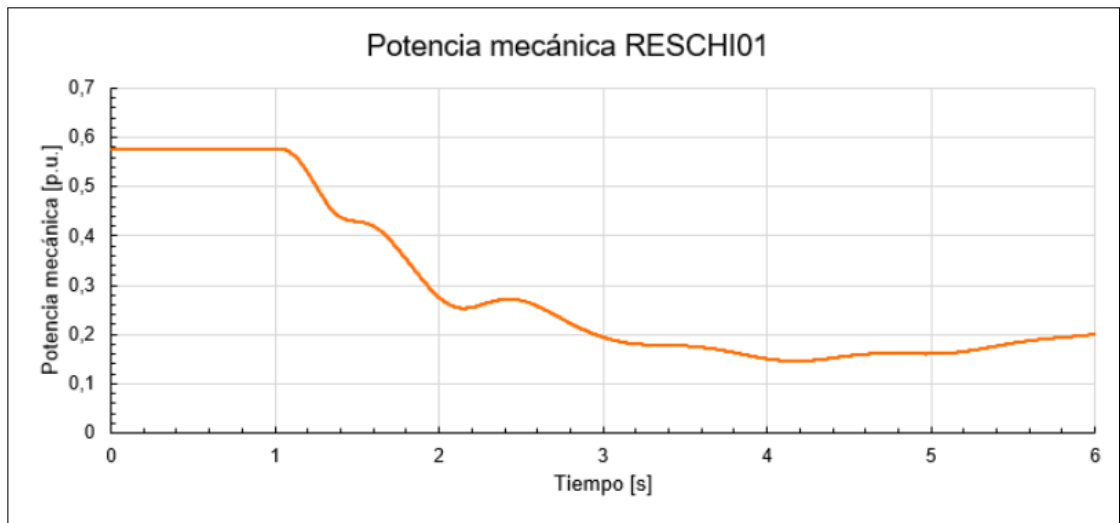


Figura 7.34: Potencia mecánica vs Tiempo Generator Hidráulico “Río Escondido” - Escenario 1

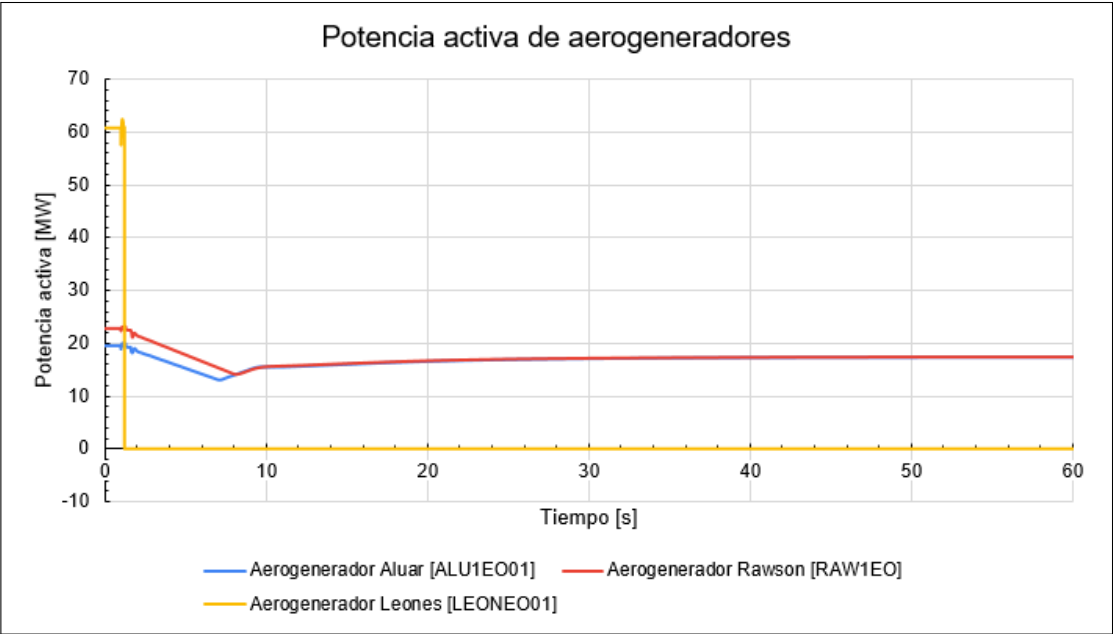


Figura 7.35: Potencia activa vs Tiempo - Escenario 1

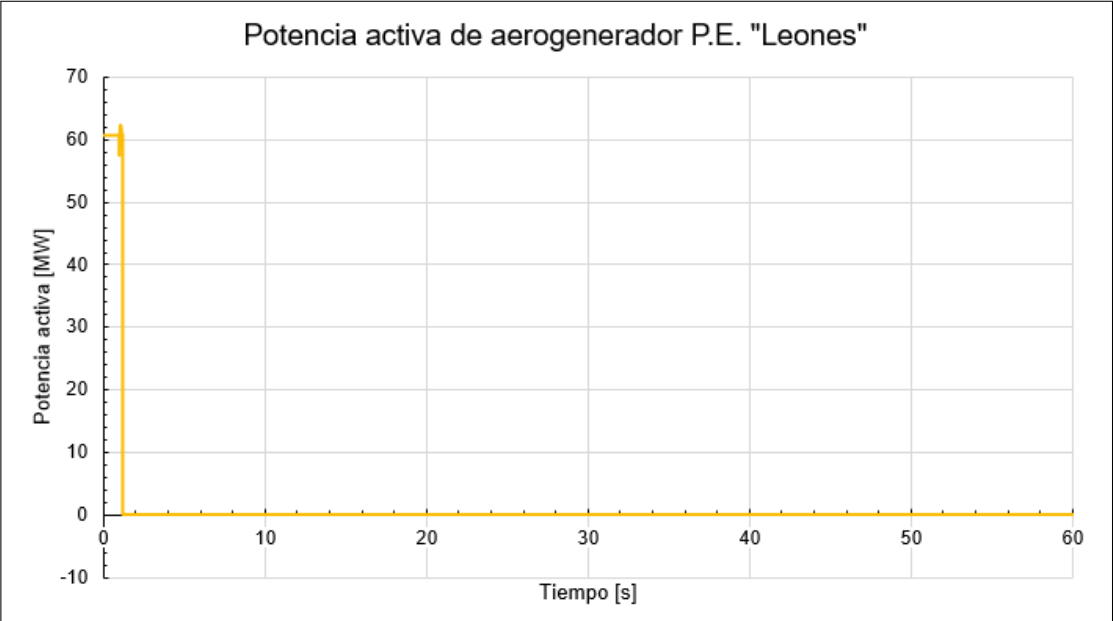


Figura 7.36: Potencia activa vs Tiempo Aerogenerador "Leones" - Escenario 1

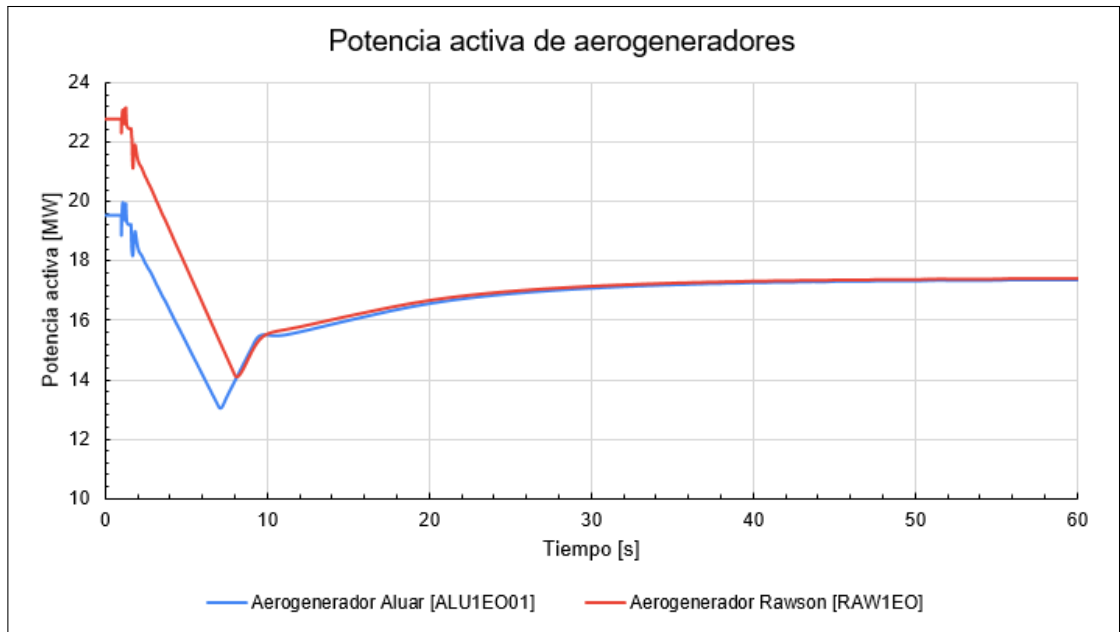


Figura 7.37: Potencia activa vs Tiempo Aerogenerador “Aluar” y “Rawson” - Escenario 1

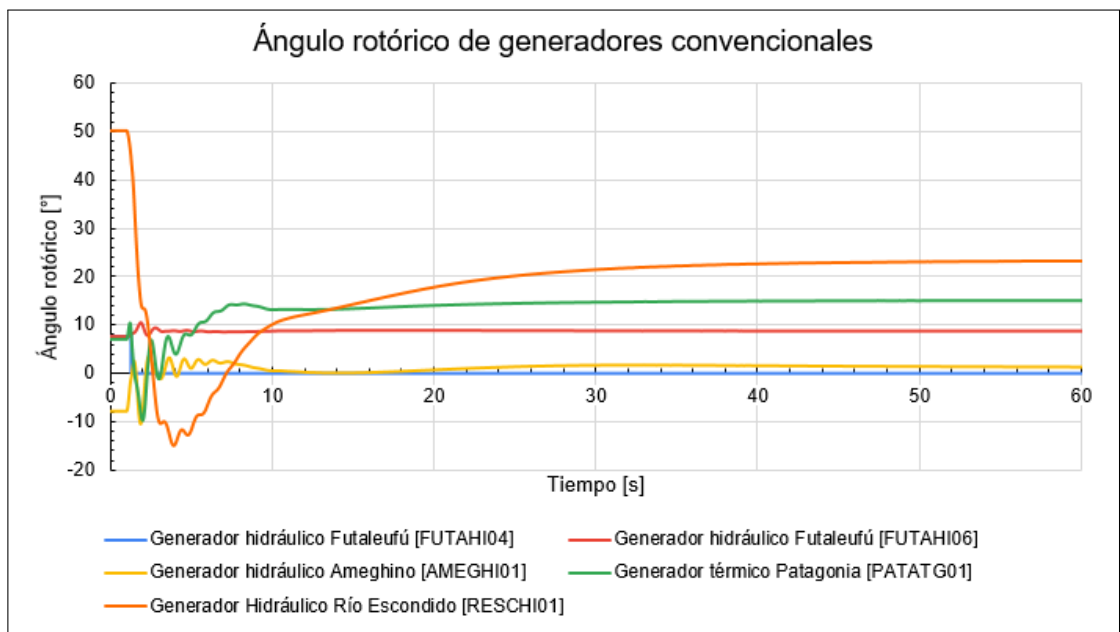
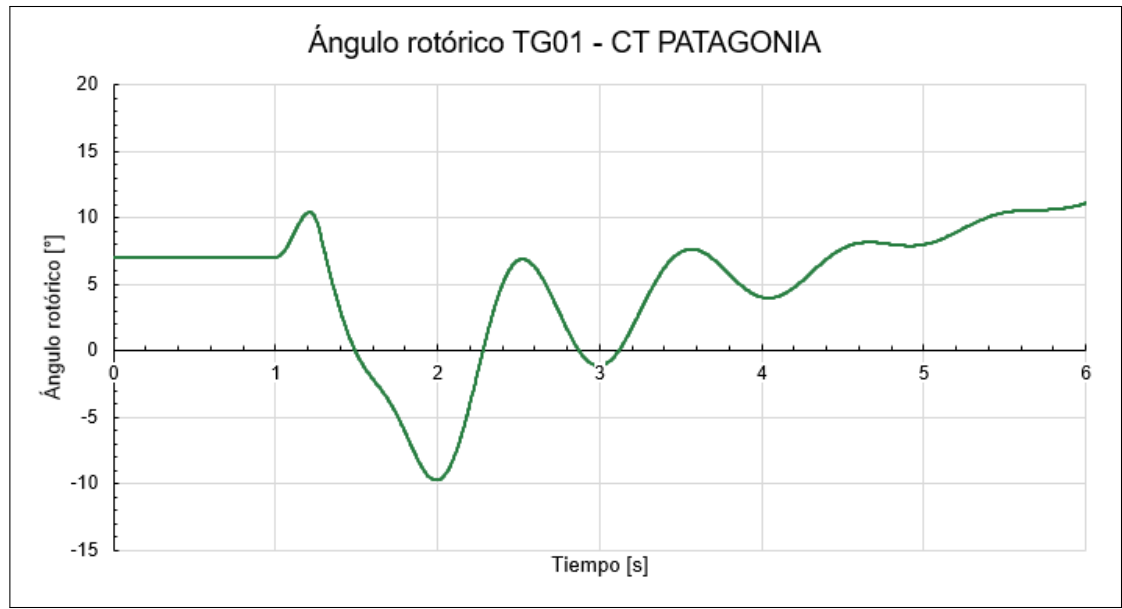


Figura 7.38: Ángulo rotórico vs Tiempo - Escenario 1



**Figura 7.39:** Ángulo rotórico vs Tiempo ampliado - TG01 CT Patagonia - Escenario 1

### 7.5.2. Escenario 2

En el escenario 2, se considera una alta contribución de generación eólica, correspondiente aproximadamente al 70 % de la potencia total instalada de aerogeneradores. Esto representa un 56,4% de la generación total del SIP. Como resultado, se observa una baja participación de generación convencional y una exportación de energía desde el SIP hacia el resto del SADI del orden de 850 MW.

A partir de este estado estacionario, se produce una falla trifásica en la LAT Puerto Madryn – Choele Choel, seguida de su apertura, lo que provoca que el SIP quede operando en condición de isla.

A continuación, se presentan las dinámicas de las variables más relevantes del sistema, las cuales serán analizadas en detalle posteriormente.

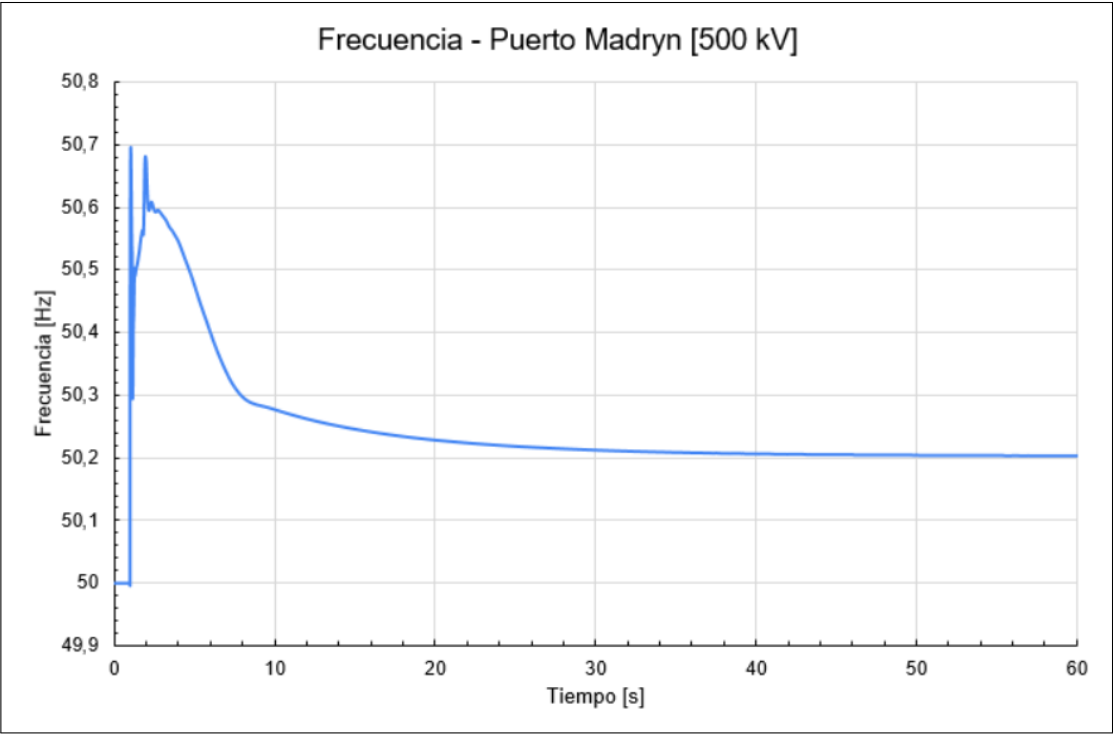


Figura 7.40: Frecuencia vs Tiempo - Escenario 2.

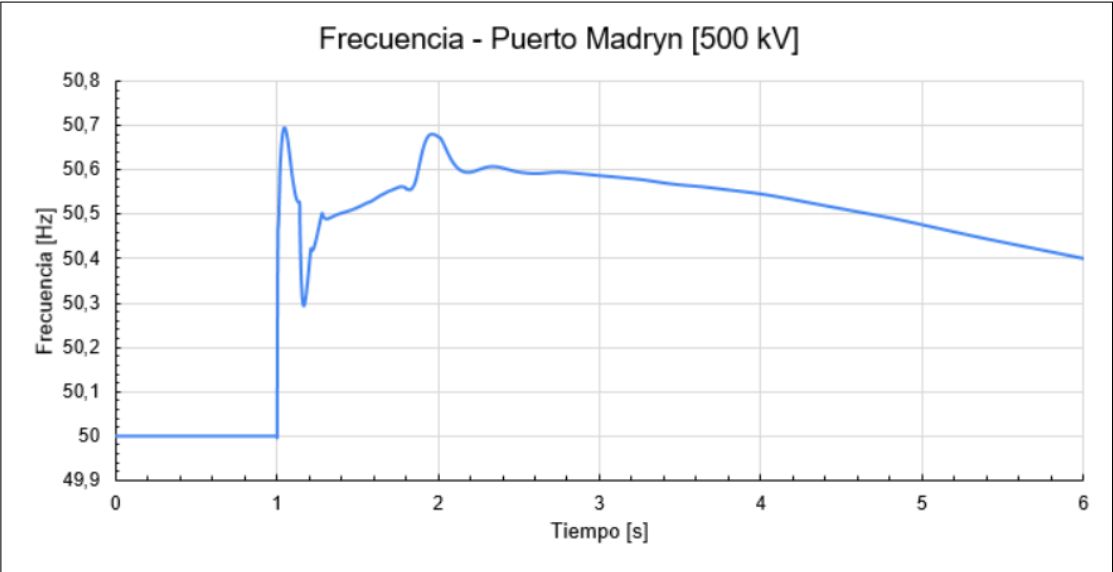
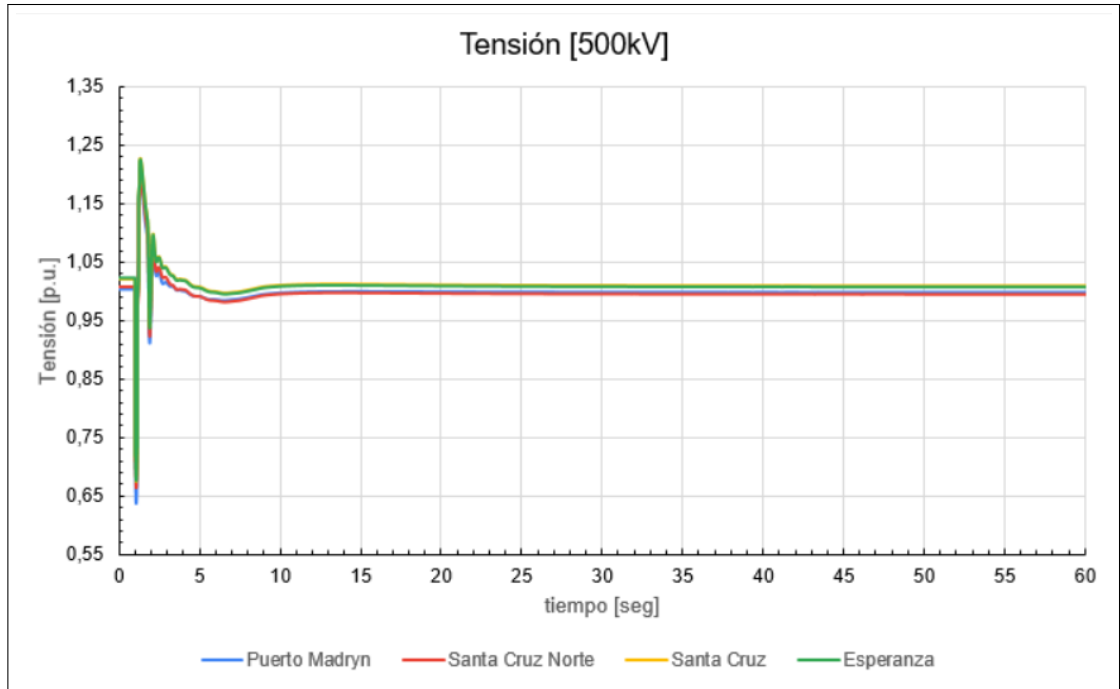
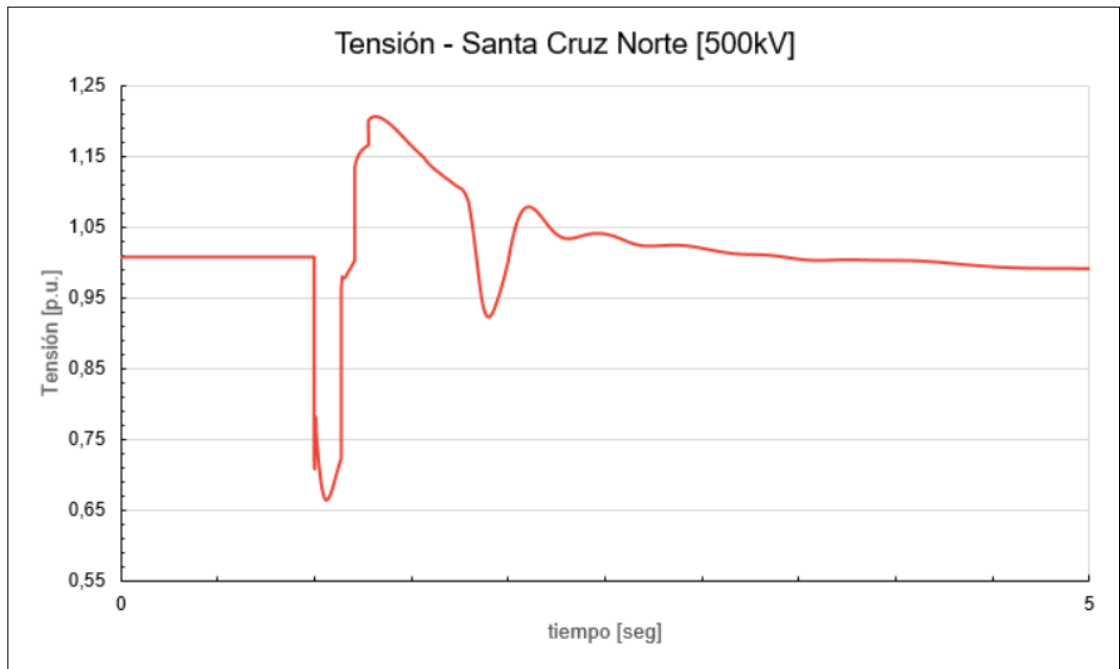


Figura 7.41: Frecuencia vs Tiempo ampliada - Escenario 2.



**Figura 7.42:** Tensión vs Tiempo - Escenario 2.



**Figura 7.43:** Tensión vs Tiempo en Barra “Santa Cruz Norte” - Escenario 2.

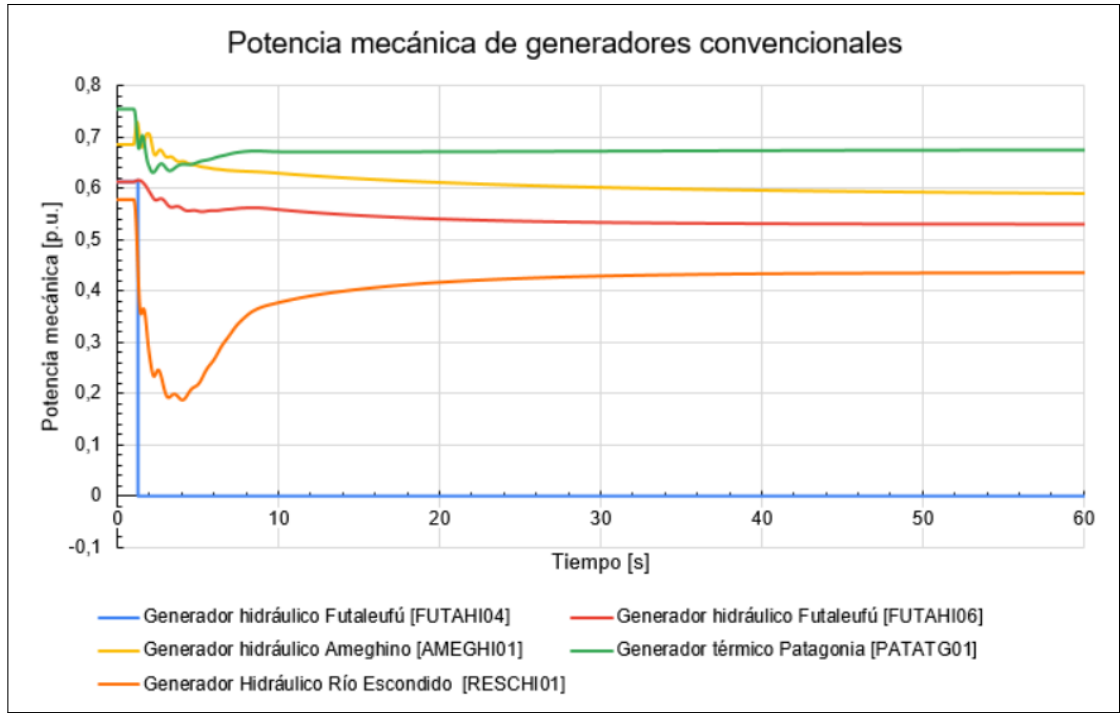


Figura 7.44: Potencia mecánica vs Tiempo - Escenario 2.

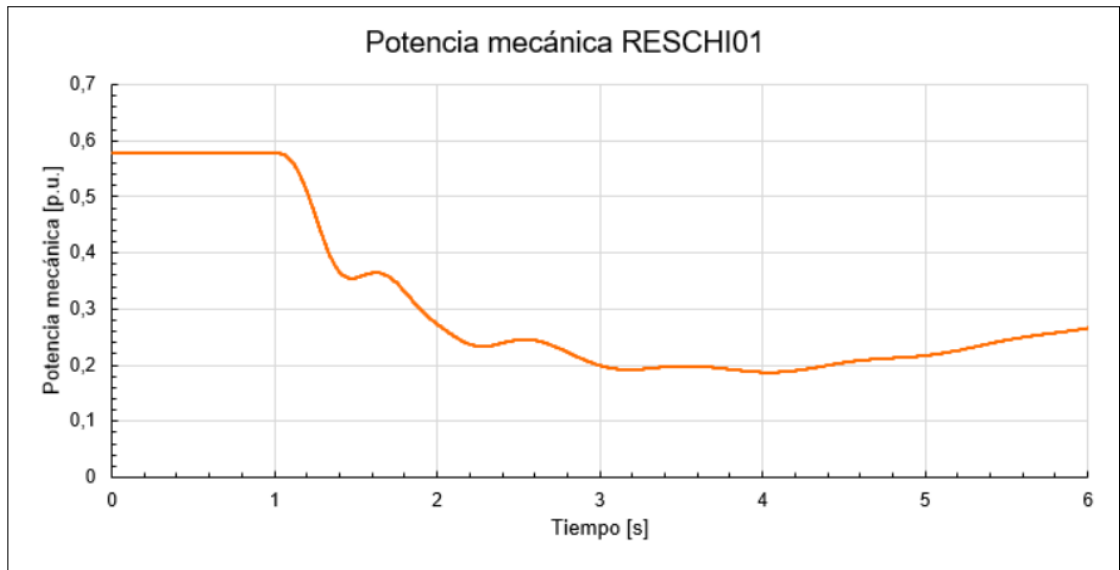


Figura 7.45: Potencia mecánica vs Tiempo en Generador Hidráulico “Río Escondido” - Escenario 2.

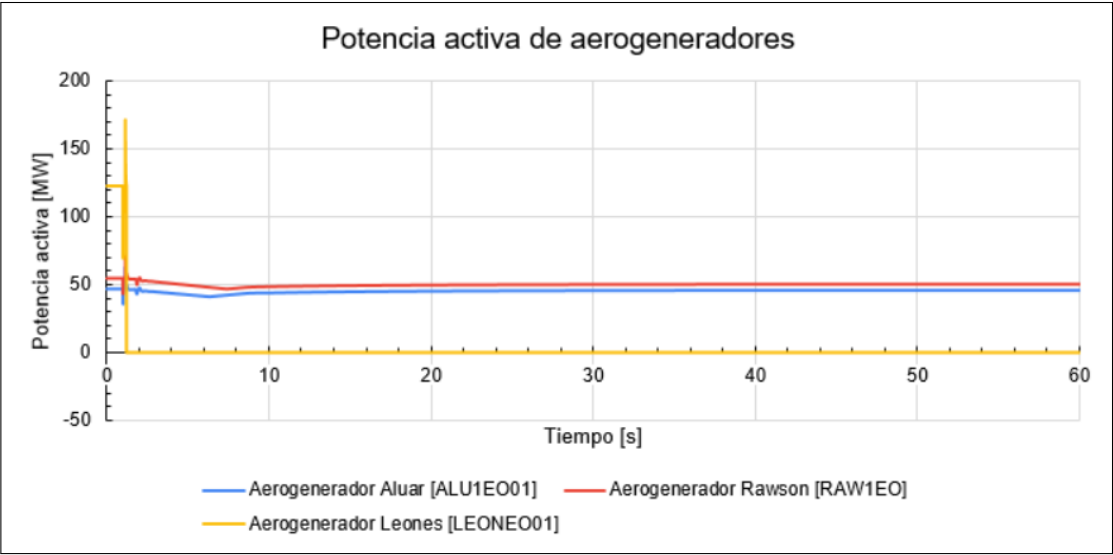


Figura 7.46: Potencia activa vs Tiempo - Escenario 2.

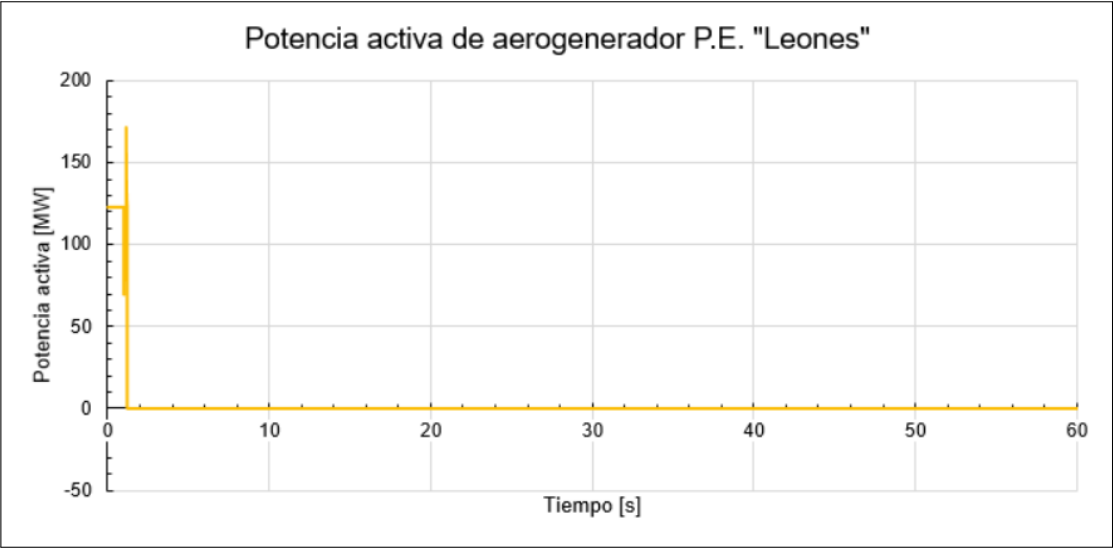


Figura 7.47: Potencia activa vs Tiempo Aerogenerador "Leones" - Escenario 2.

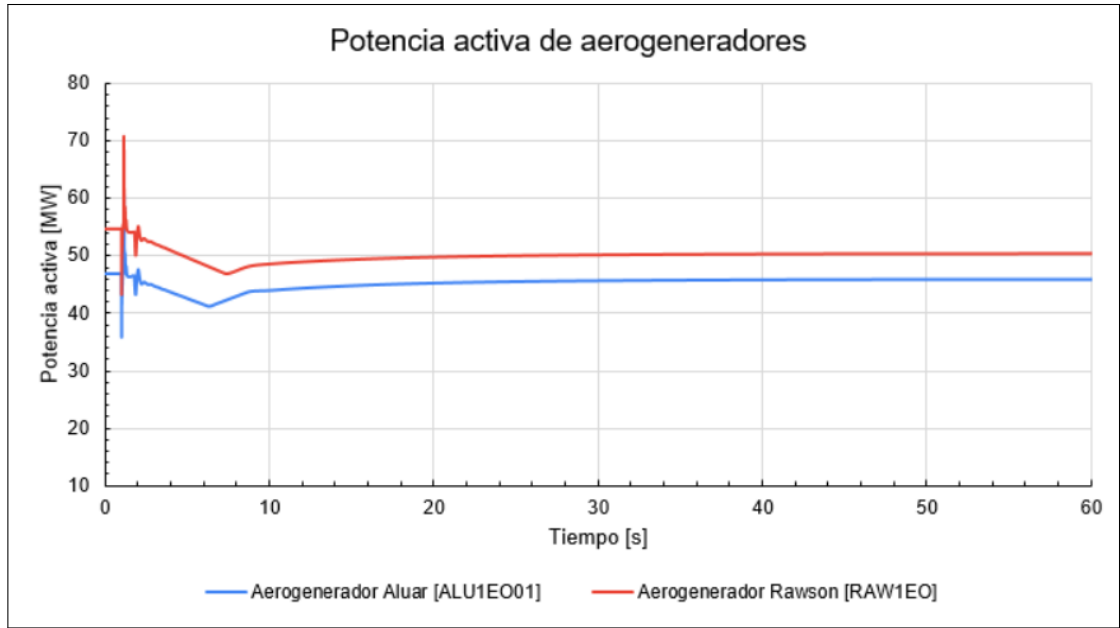


Figura 7.48: Potencia activa vs Tiempo Aerogeneradores “Aluar” y “Rawson” - Escenario 2.

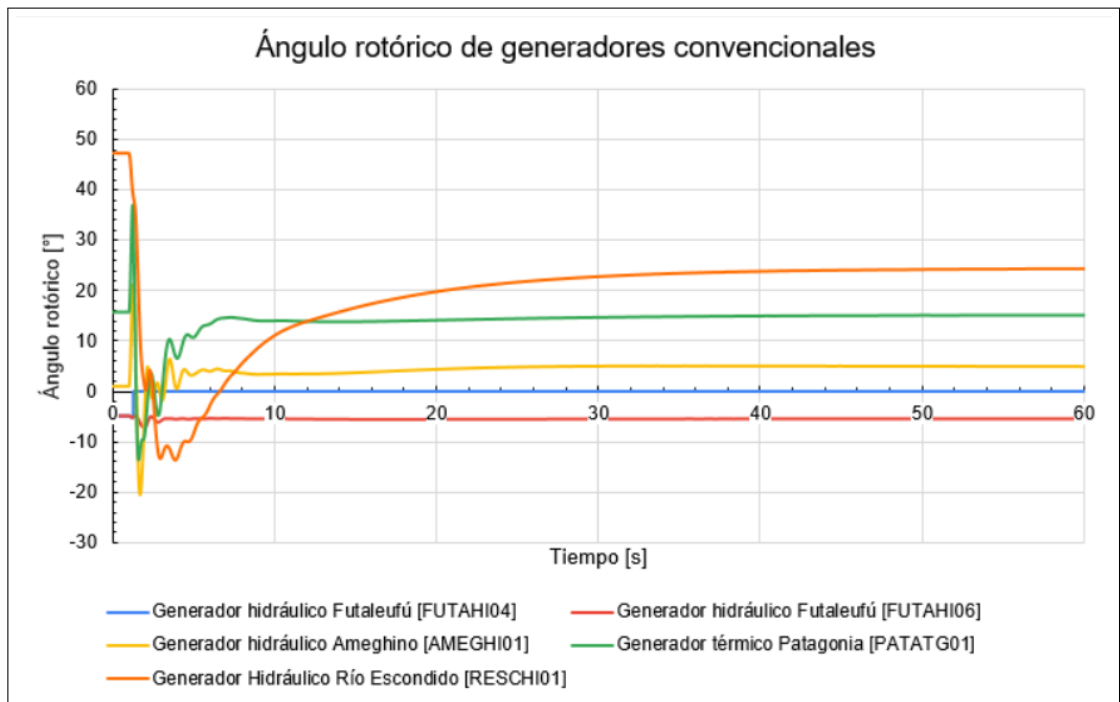
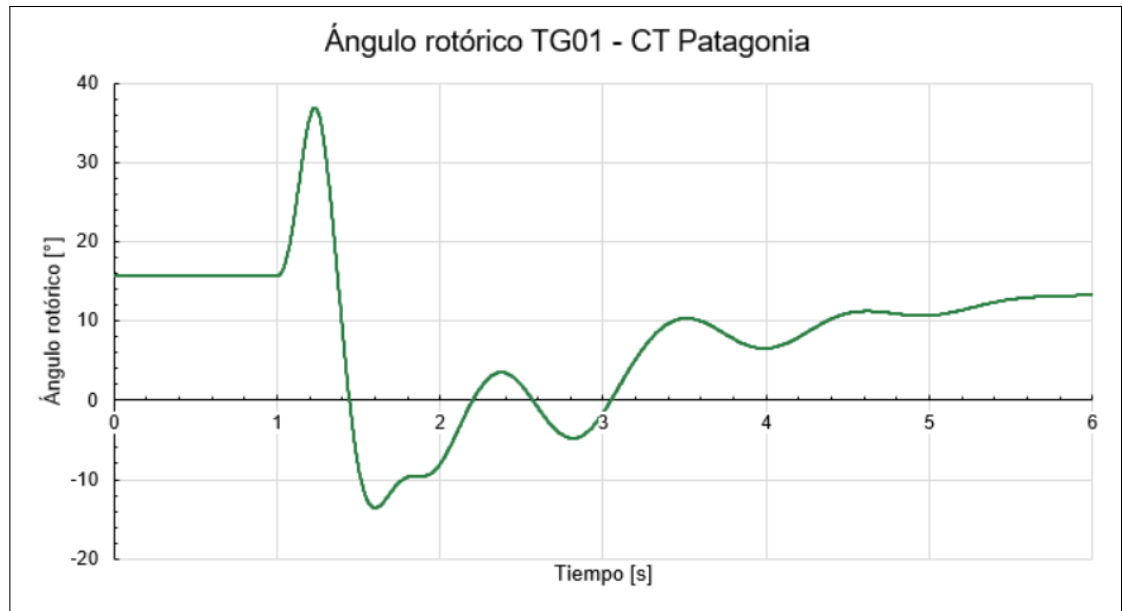


Figura 7.49: Ángulo rotórico vs Tiempo - Escenario 2.



**Figura 7.50:** Ángulo rotórico vs Tiempo ampliado - Escenario 2.

### 7.5.3. Escenario 3

Al igual que para el escenario previo, se considera una alta penetración de generación eólica, equivalente al 56,4% de la generación total del SIP. Como resultado, se observa una baja participación de generación convencional y una exportación de energía desde el SIP hacia el resto del SADI del orden de 850 MW. Además, se implementará la solución tecnológica introducida en las secciones 5.1.7 y 7.2.5. Los sistemas BESS representan una alternativa altamente eficiente para mejorar la estabilidad del sistema eléctrico, y actualmente comienzan a incorporarse de manera creciente en la mayoría de los proyectos de generación renovable.

Para este escenario en particular, el sistema de baterías de 75MW se encuentra ubicado en la barra de Puerto Madryn de 132kV.

A partir de este estado estacionario, se produce una falla trifásica en la LAT Puerto Madryn – Choele Choel, seguida de su apertura, lo que provoca que el SIP quede operando en condición de isla.

A continuación, se presentan las dinámicas de las variables más relevantes del sistema, las cuales serán analizadas en detalle posteriormente.

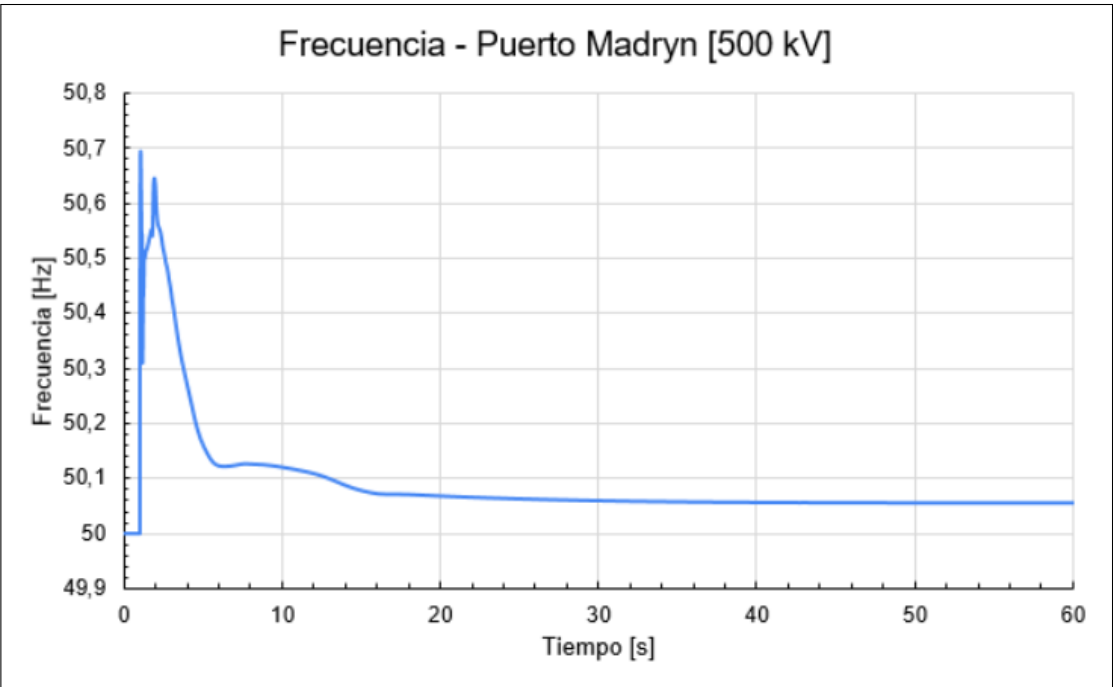


Figura 7.51: Frecuencia vs Tiempo - Escenario 3

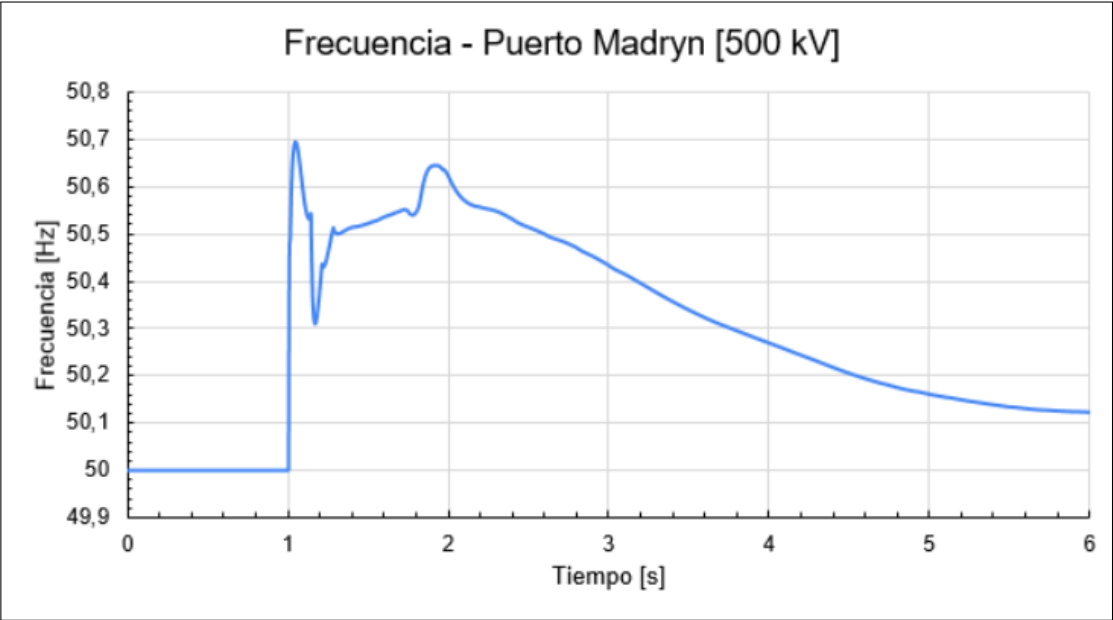
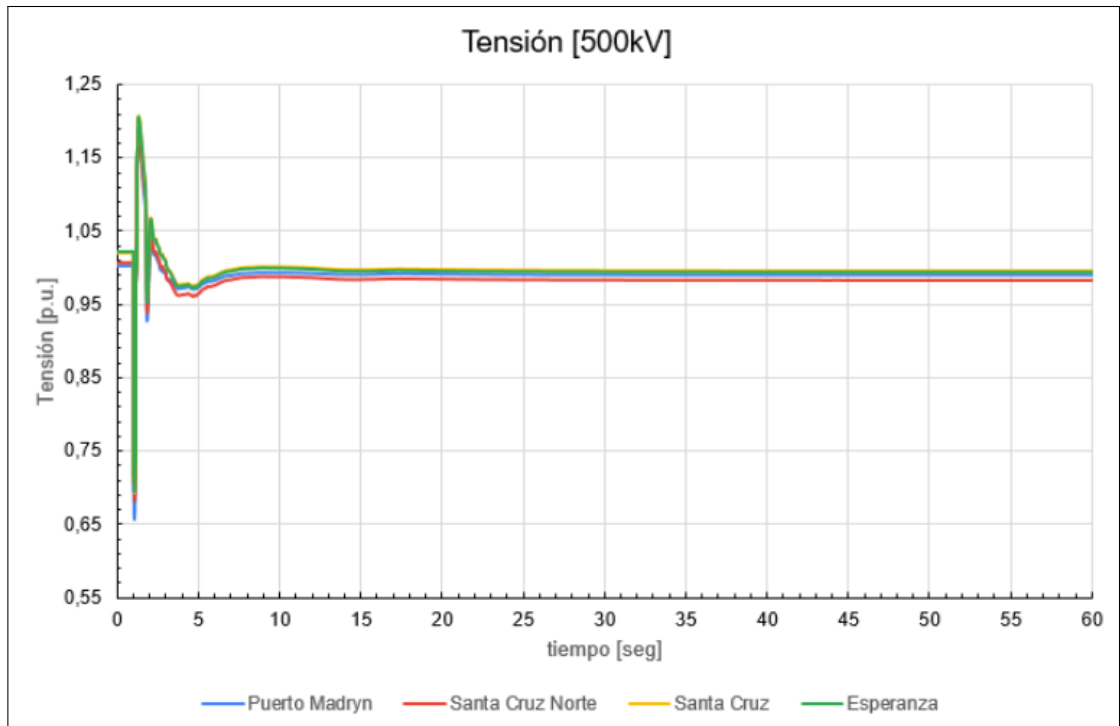
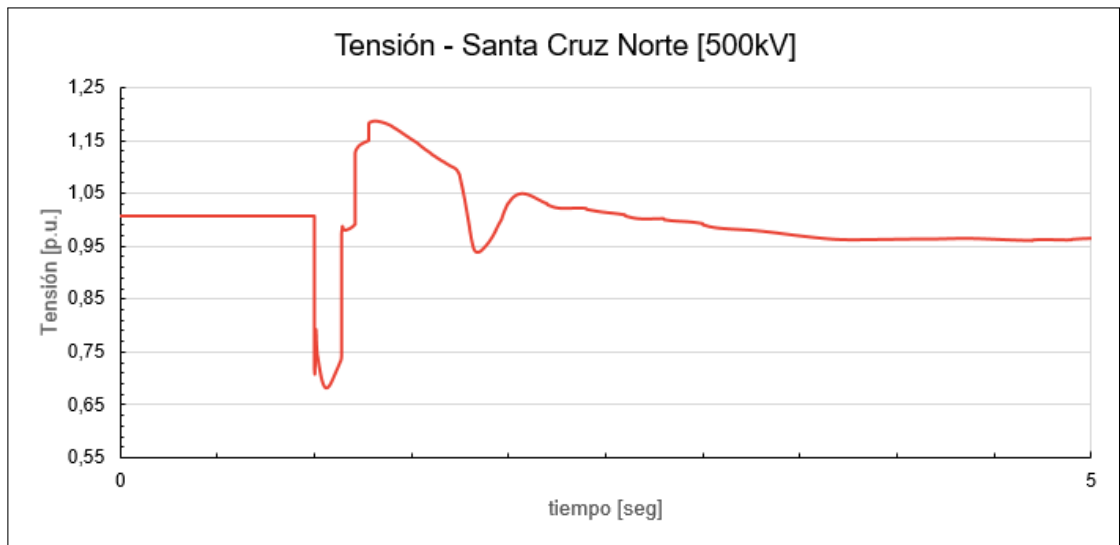


Figura 7.52: Frecuencia vs Tiempo ampliada - Escenario 3



**Figura 7.53:** Tensión vs Tiempo - Escenario 3



**Figura 7.54:** Tensión vs Tiempo en barra "Santa Cruz Norte" - Escenario 3

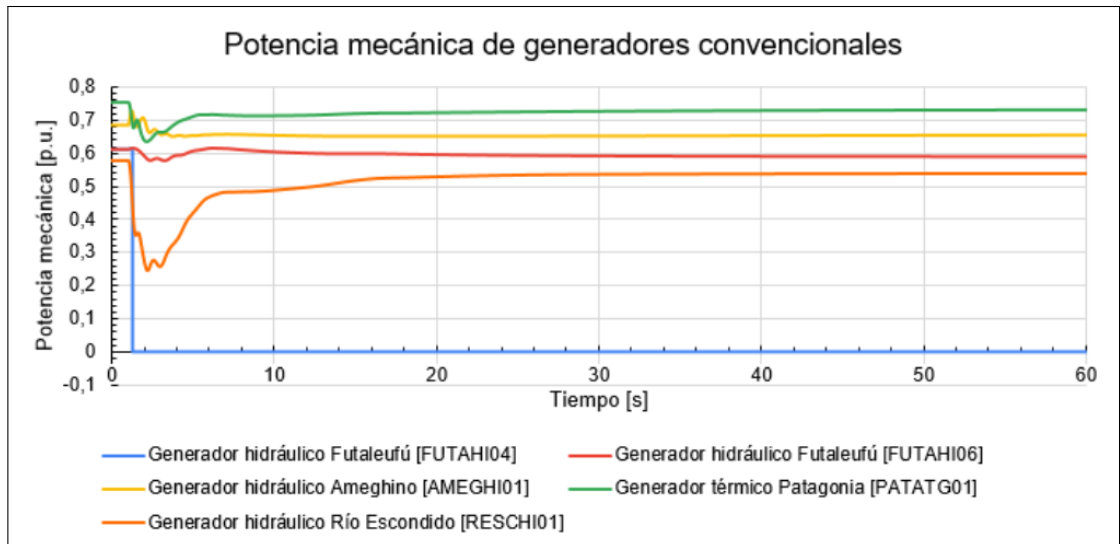


Figura 7.55: Potencia mecánica vs Tiempo - Escenario 3

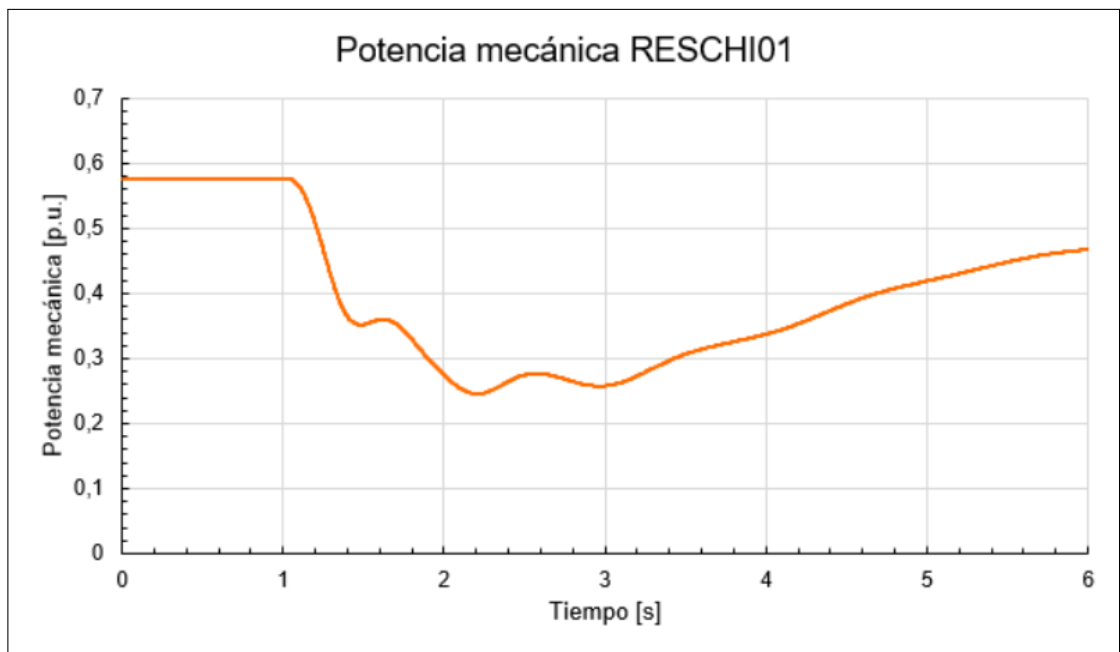


Figura 7.56: Potencia mecánica vs Tiempo Generador Hidráulico “Río Escondido” - Escenario 3

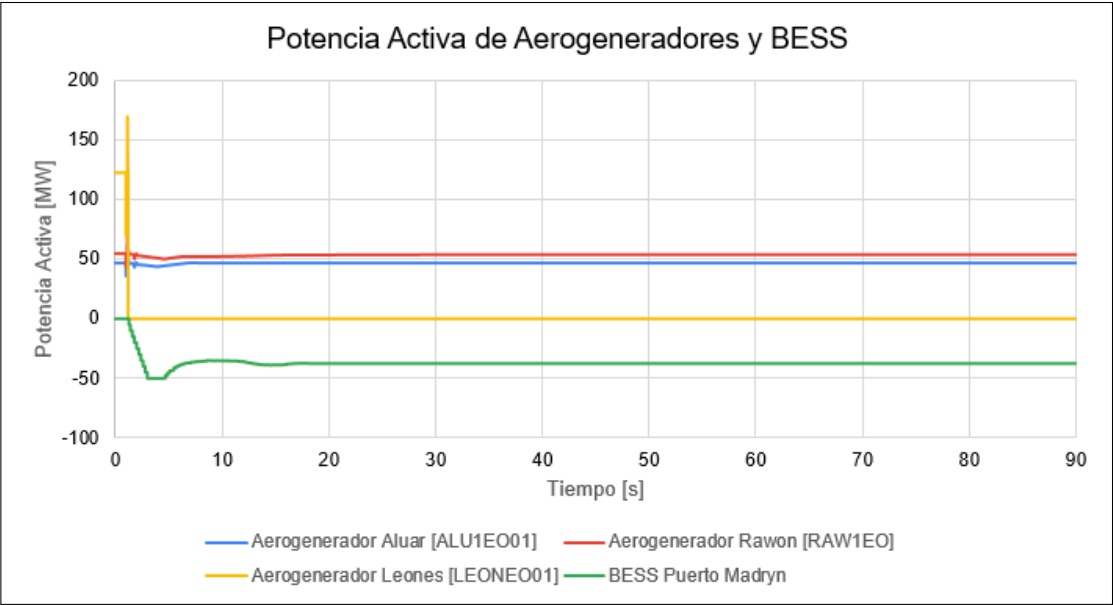


Figura 7.57: Potencia activa vs Tiempo - Escenario 3

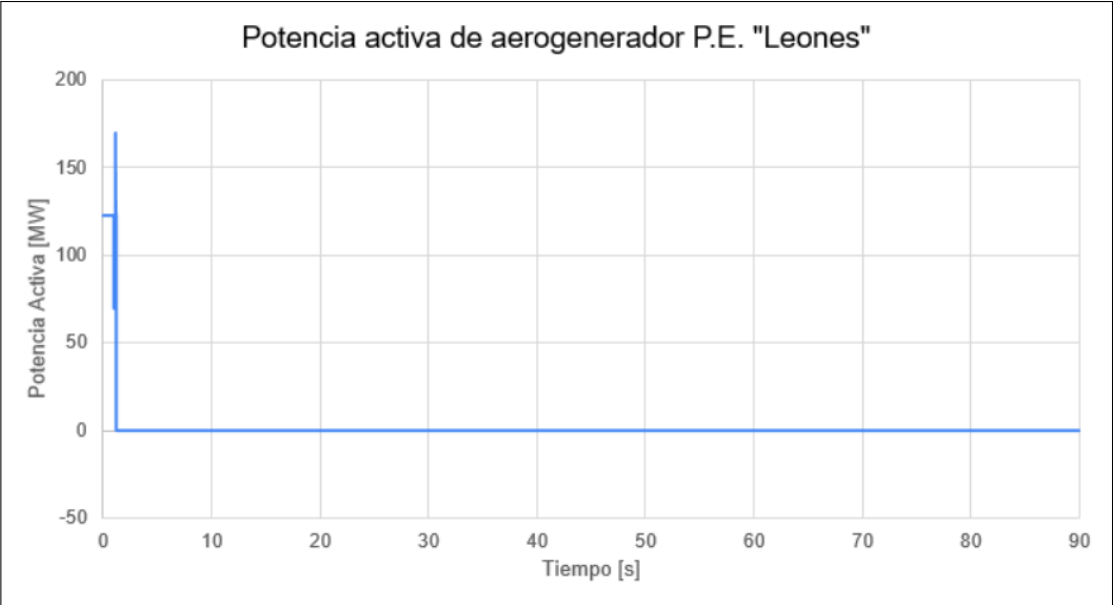
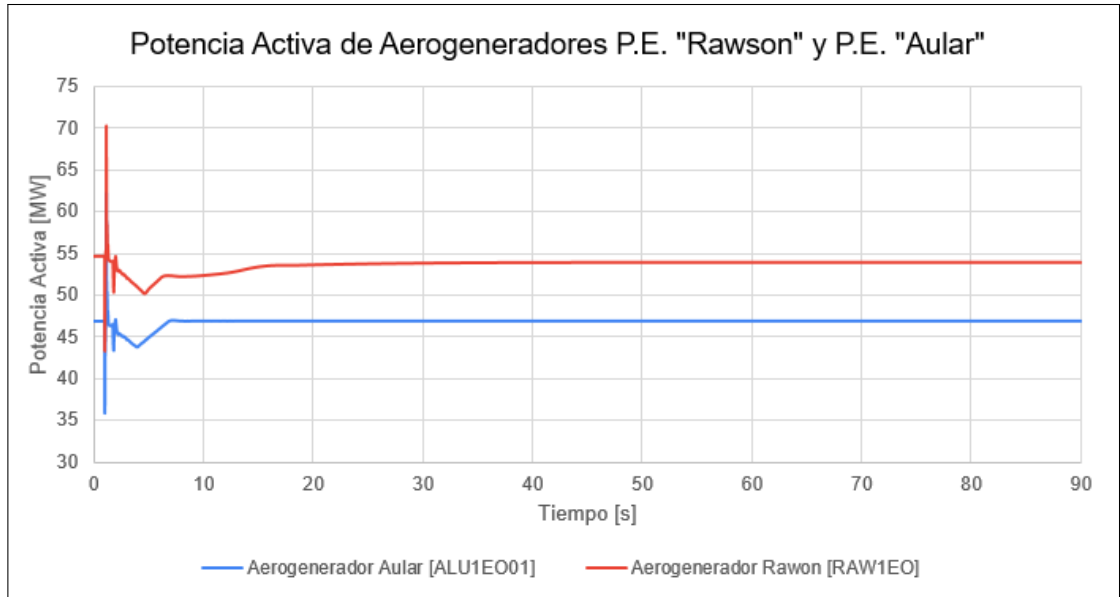
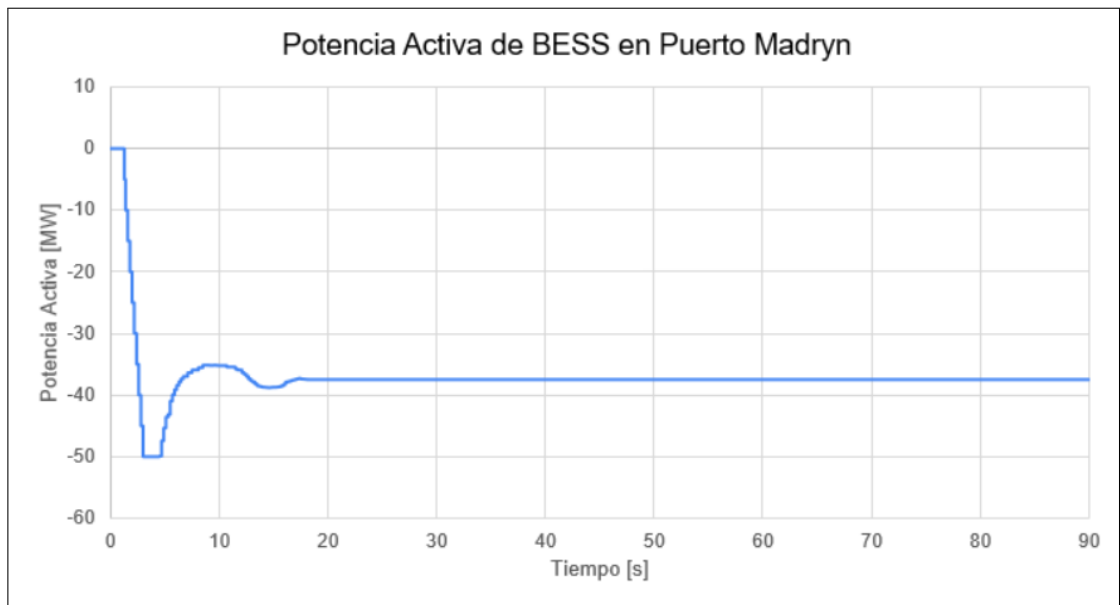


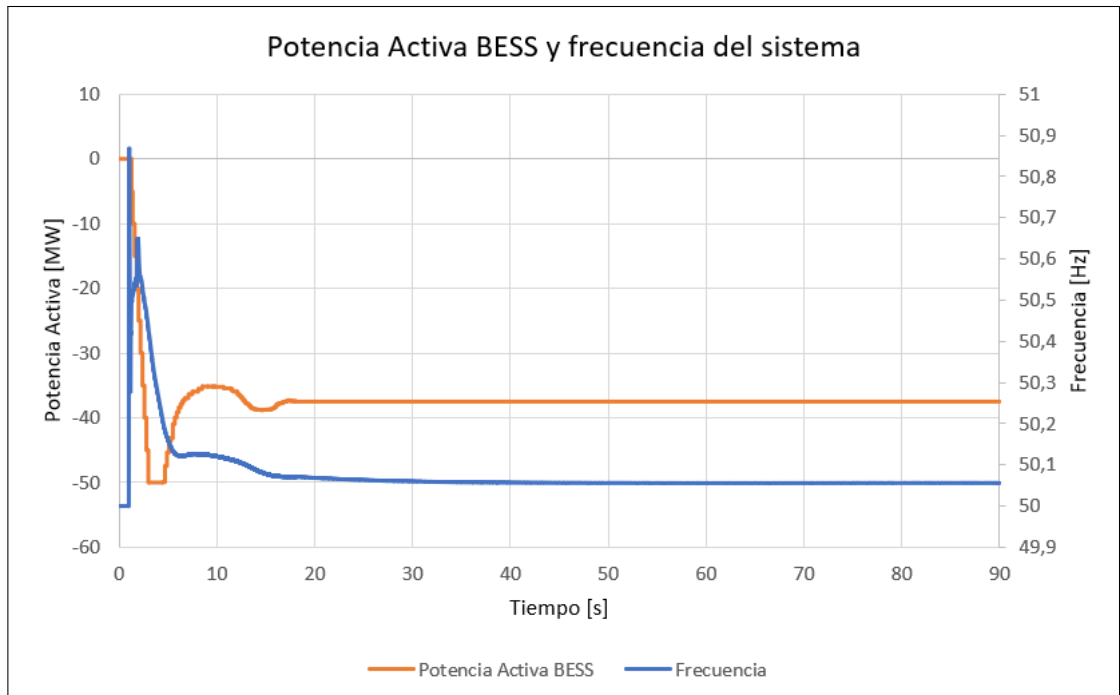
Figura 7.58: Potencia activa vs Tiempo Aerogenerador "Leones" - Escenario 3



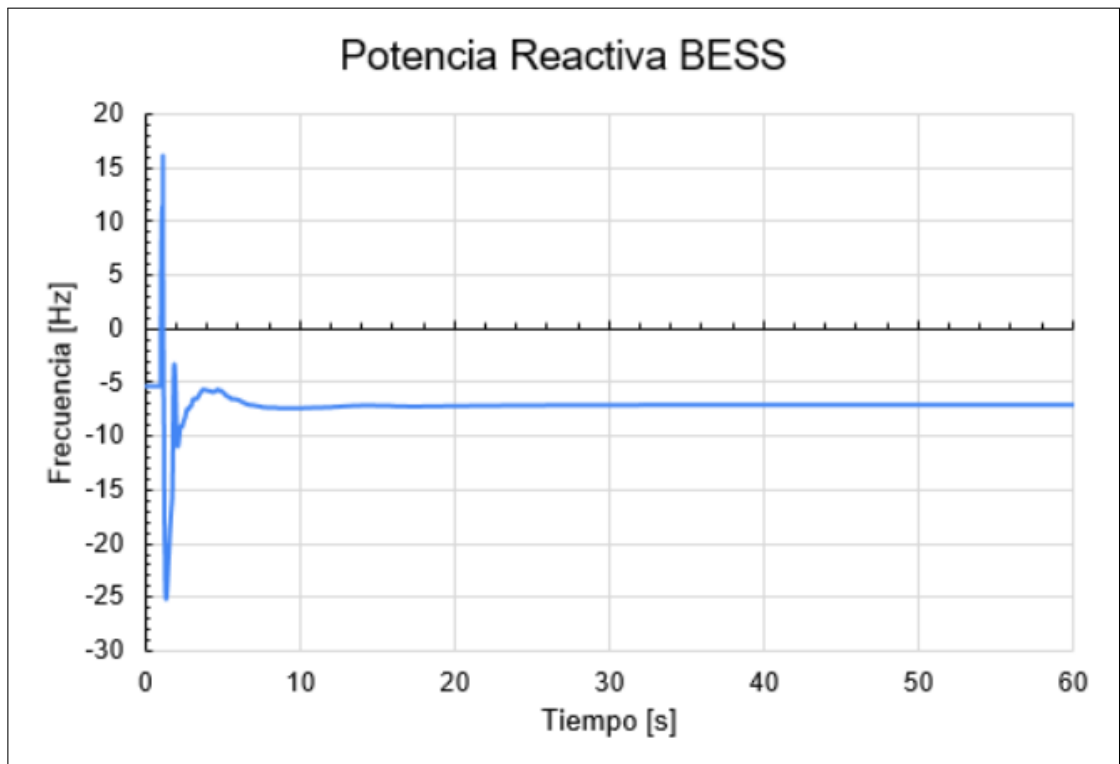
**Figura 7.59:** Potencia Activa vs Tiempo Aerogeneradores “Aular” y “Rawson” - Escenario 3



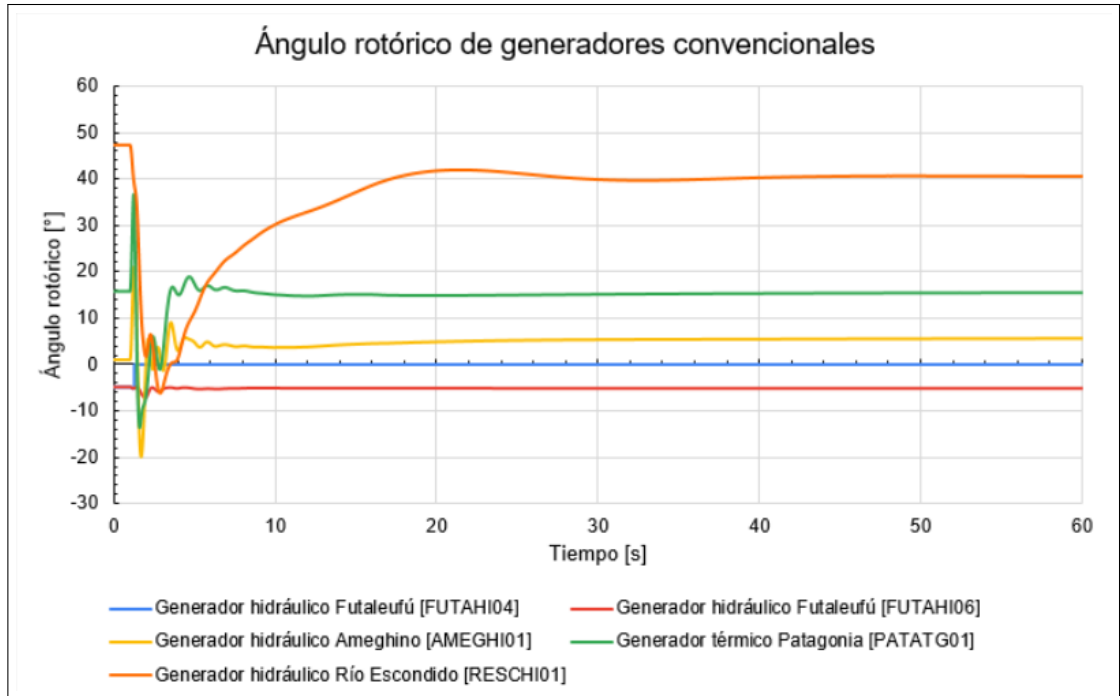
**Figura 7.60:** Potencia Activa vs Tiempo BESS “Puerto Madryn” - Escenario 3



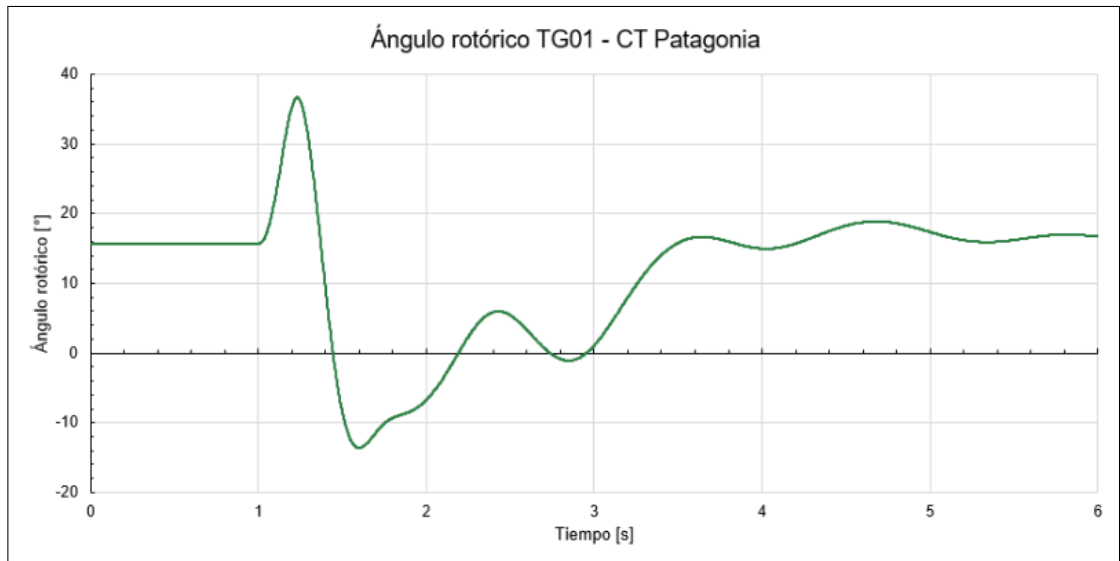
**Figura 7.61:** Frecuencia y Potencia Activa de BESS vs Tiempo - Escenario 3



**Figura 7.62:** Potencia Reactiva vs Tiempo BESS “Puerto Madryn” - Escenario 3



**Figura 7.63:** Ángulo rotórico vs Tiempo - Escenario 3



**Figura 7.64:** Ángulo rotórico vs Tiempo ampliado - TG01 “CT Patagonia” - Escenario 3

#### 7.5.4. Escenario 4

En este escenario, se considera la misma contribución de generación eólica, es decir, el 56,4% de la generación total del SIP. Como resultado, se observa una baja participación de generación convencional y una exportación de energía desde el SIP hacia el resto del SADI del orden de 850

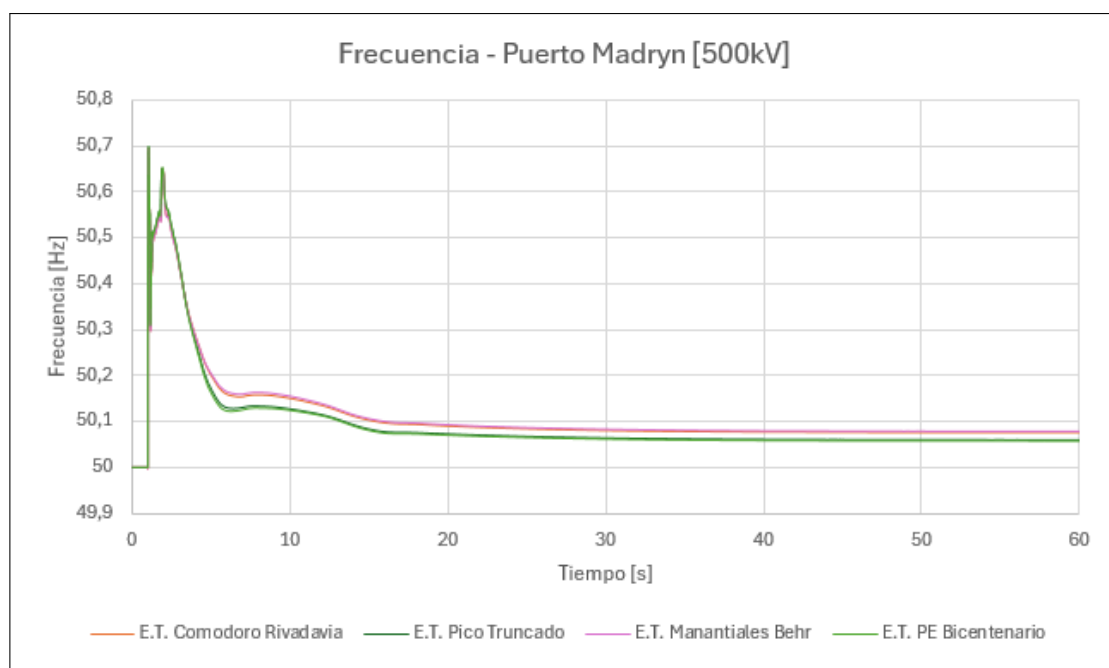
MW. Además, se implementará la solución tecnológica introducida en la secciones 5.1.7 y 7.2.5.

Para este escenario en particular, se plantearán distintas ubicaciones al Sur de la Patagonia para el sistema de baterías de 75MW. Las estaciones transformadoras son las siguientes:

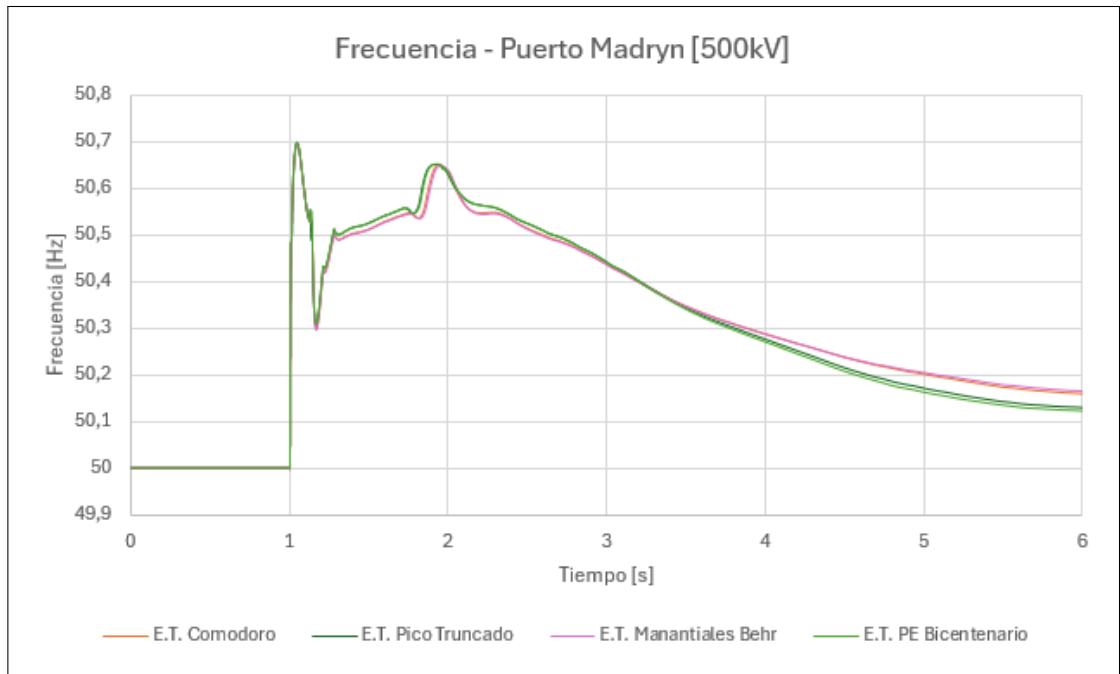
- Comodoro Rivadavia de 132kV
- Manantiales Behr de 132kV
- Parque Eólico Bicentenario de 132kV
- Pico Truncado de 132kV

A partir de estos estados estacionarios, se produce una falla trifásica en la LAT Puerto Madryn – Choele Choel, seguida de su apertura, lo que provoca que el SIP quede operando en condición de isla.

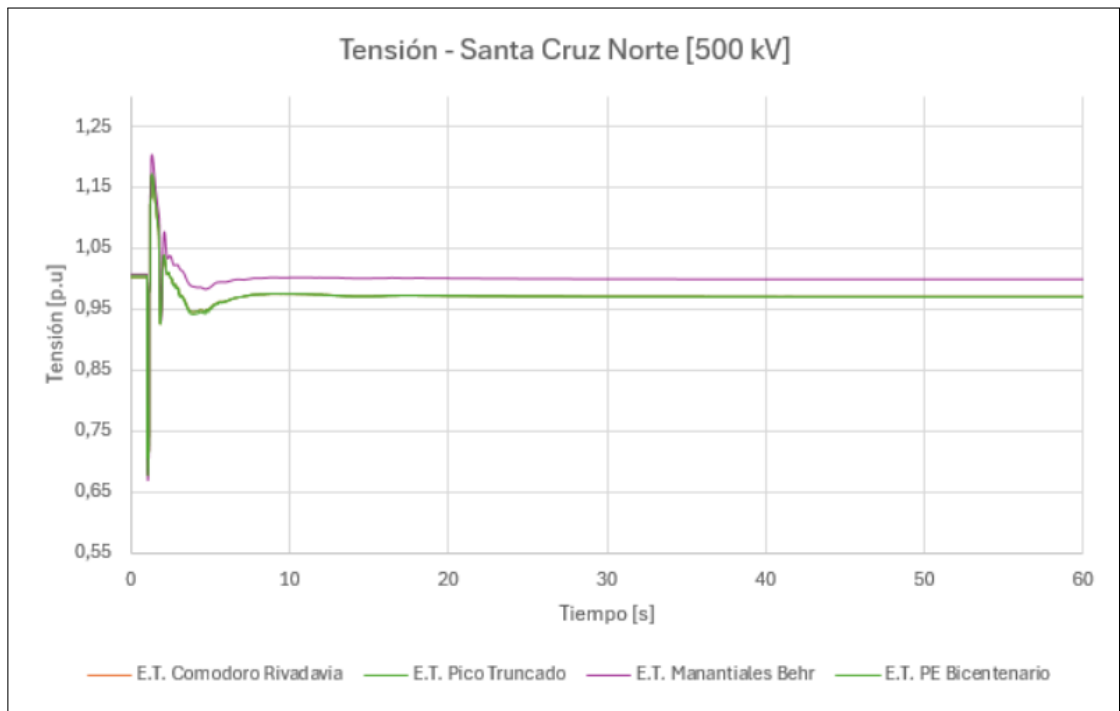
A continuación, se presentan las dinámicas de las variables más relevantes del sistema, las cuales serán analizadas en detalle posteriormente.



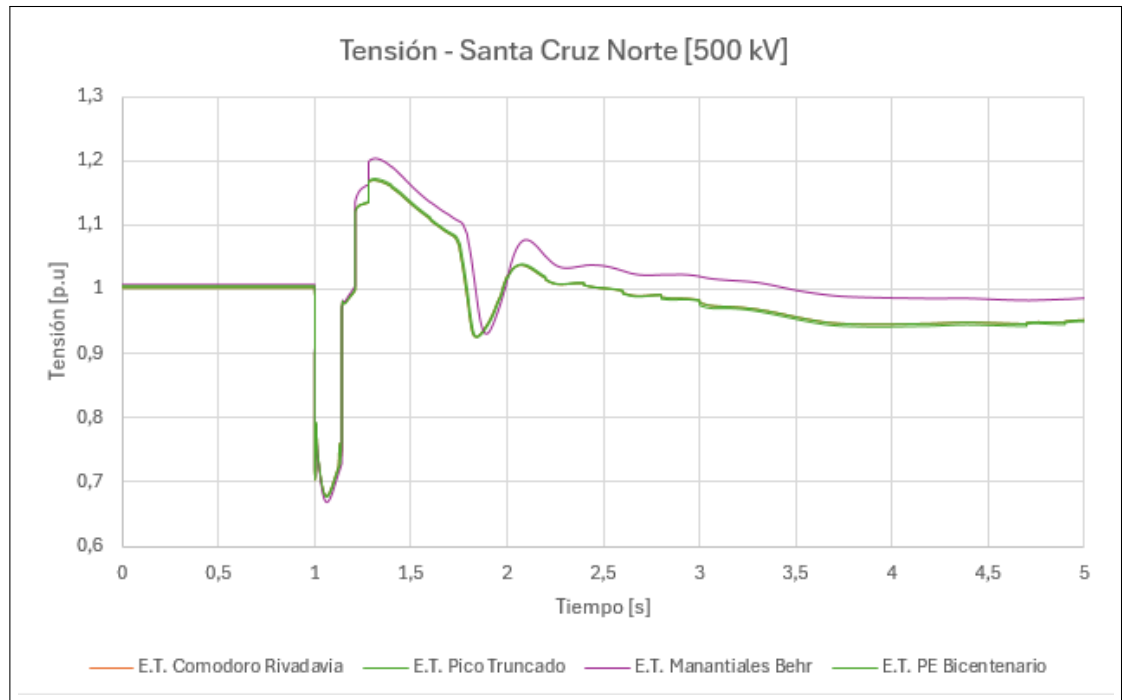
**Figura 7.65:** Frecuencia vs Tiempo - Escenario 4



**Figura 7.66:** Frecuencia vs Tiempo ampliada - Escenario 4



**Figura 7.67:** Tensión vs Tiempo en barra “Santa Cruz Norte” - Escenario 4



**Figura 7.68:** Tensión vs Tiempo en barra “Santa Cruz Norte” (ampliada) - Escenario 4

#### 7.5.5. Escenario 5

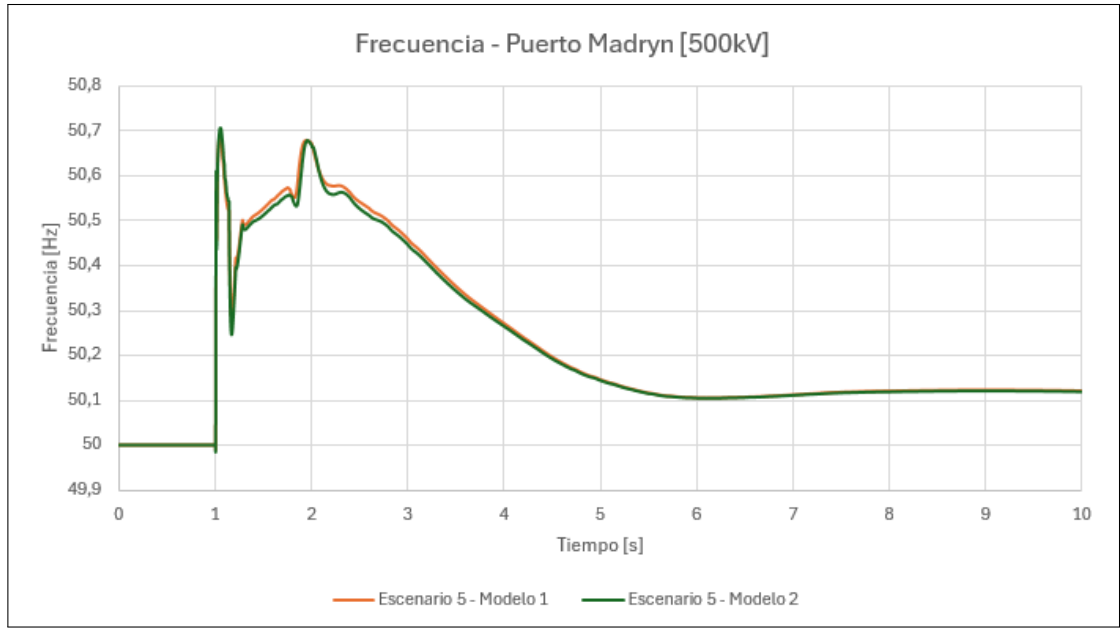
Al igual que sucede para los tres últimos casos, en este escenario se considera que la penetración de la generación renovable alcanza el 70 % de la potencia total instalada de aerogeneradores, es decir el 56,4 % del total generado en el SIP. Como resultado, se observa una baja participación de generación convencional y una exportación de energía desde el SIP hacia el resto del SADI del orden de 850 MW. Además, se implementará la solución tecnológica introducida en las secciones 5.1.7 y 7.2.5.

Para este escenario se volvió a utilizar nuevamente un sistema de baterías de 75MW ubicado en la barra de Puerto Madryn de 132kV.

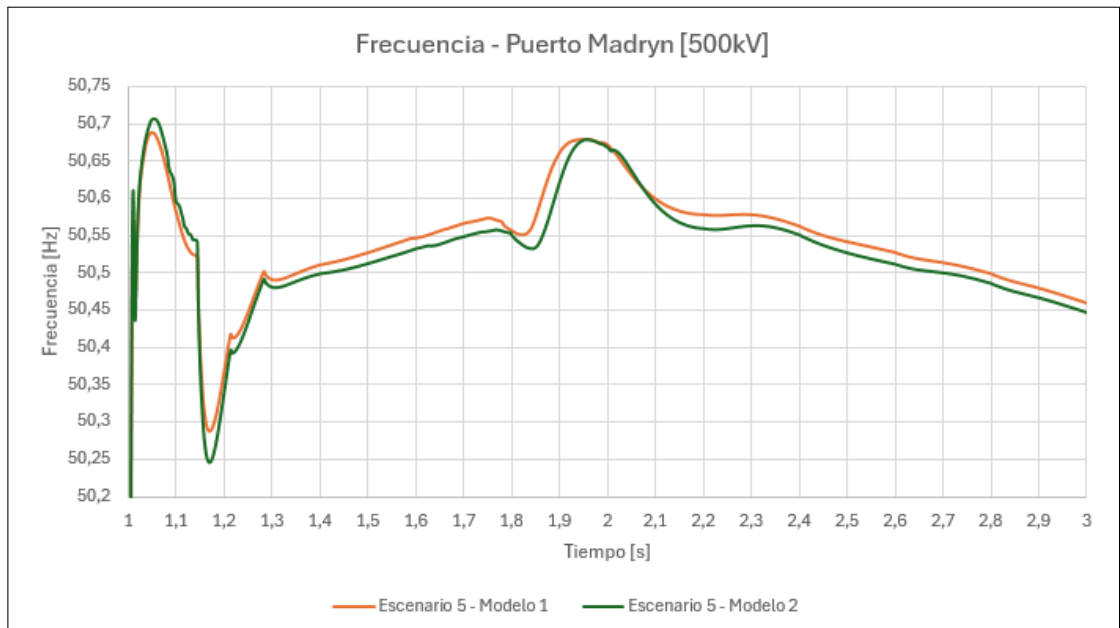
Finalmente, se modificó el modelo estático de la demanda con el objetivo de analizar su influencia en las simulaciones. Para ello, se consideraron las configuraciones detalladas en 7.2.6.

A partir de estos estados estacionarios, se produce una falla trifásica en la LAT Puerto Madryn – Choele Choel, seguida de su apertura, lo que provoca que el SIP quede operando en condición de isla.

A continuación, se presenta la dinámica de la frecuencia que será analizada y comparada con el escenario 3 posteriormente.



**Figura 7.69:** Frecuencia vs Tiempo - Escenario 5



**Figura 7.70:** Frecuencia vs Tiempo ampliada - Escenario 5

## 8. Observaciones

En esta sección se presentan y analizan en detalle los resultados obtenidos a partir de las simulaciones previamente realizadas. El objetivo es evaluar el comportamiento del sistema bajo distintos escenarios de operación, identificando las principales variables que afectan su desempeño. Se hace especial hincapié en aspectos como la estabilidad del sistema, los niveles de inercia, la participación de las fuentes renovables, y las estrategias implementadas para mitigar desequilibrios entre la generación y la demanda. Los resultados permiten obtener una visión más clara de las implicancias técnicas y operativas asociadas a cada escenario.

### 8.1. Observaciones Escenario 1

Como se mencionó previamente, este escenario se caracteriza por una baja penetración de generación renovable, lo que contribuye a una mayor robustez del sistema. Esto se debe a la presencia de un mayor número de máquinas convencionales, las cuales aportan significativamente a la inercia total del sistema.

Observando la frecuencia del sistema, Figura 7.29, puede notarse que ante la desconexión de la LAT Choele-Choel - Puerto Madryn posterior a una falla trifásica, se tiene un aumento de la misma debido al exceso de generación. Para mitigar esto, se recurre a estrategias de DAG, las cuales permiten equilibrar el sistema mediante la desconexión controlada de unidades generadoras, según se mencionó en la sección 7.4.2. Es por ello que en la Figura 7.30, se registran unas pequeñas crestas de frecuencia que son generados por este automatismo. Gracias a este recurso, la frecuencia del sistema evoluciona descendiendo hasta alcanzar su estado estacionario en un valor de 50,25 Hz al cabo de los 40 segundos.

Por otro lado, analizando la Figura 7.31, donde se grafican las tensiones de las barras de 500kV pertenecientes al SIP, podemos asegurar que la regulación de tensión se realiza de manera correcta en cada máquina gracias a la implementación del AVR en los modelos dinámicos de la máquinas generadoras. Es por lo anterior, que se observa la oscilación en el momento de la falla de la línea y un posterior establecimiento estático de los valores de las variables dentro de los rangos aceptables de operación de  $\pm 3\%$ .

A su vez, la potencia mecánica de las principales máquinas convencionales, Figura 7.33, se modifican luego de la falla gracias a la actuación del governor que poseen las mismas. La dinámica depende exclusivamente del tipo de máquina, es decir, tendrán distintas evoluciones conforme a si se trata de una Hidroeléctrica, Turbogas o Turbovapor.

En la Figura 7.34, se observa el comportamiento oscilatorio de la Potencia mecánica del generador Hidráulico de Río Escondido en los primeros segundos de oscilación. Se hizo especial énfasis en esta máquina en particular, debido a que es la que más se ve afectada.

En las Figuras 7.35, 7.36 y 7.37, se observa el comportamiento de la potencia activa de los principales aerogeneradores del SIP. En particular, en el Aerogenerador de Leones, vemos como la potencia disminuye bruscamente a 0 MW y esto es debido a que se encuentra dentro del grupo de máquinas que realizan DAG ante tal contingencia.

Por último, en la Figura 7.38 se muestra la evolución del ángulo rotórico de algunas máquinas

de interés, tomando como referencia al rotor de la máquina 1 de Futaleufú (rotor con ángulo de  $0^\circ$ ). Se observan oscilaciones angulares que comienzan a estabilizarse a partir de los 10 segundos de iniciada la simulación. Debido a la nueva configuración del sistema, algunas máquinas deben ajustar sus ángulos rotóricos hasta alcanzar nuevos valores estacionarios.

En vistas de todo lo expuesto, se destaca la necesidad de realizar una DAG de aproximadamente 288 MW sobre la generación eólica y 273 MW sobre la generación convencional para mantener el sistema en condiciones estables. De esta manera, se totalizan 561 MW de DAG.

## 8.2. Observaciones Escenario 2

En este escenario, como es sabido, predomina el despacho de generación eólica renovable. Ante una alta penetración de generación renovable, las unidades convencionales tienden a reducir su aporte de potencia debido a la prioridad de despacho que tienen los generadores renovables. Esta situación compromete la robustez del sistema protagónico, dado que la menor participación de máquinas convencionales implica una reducción en la inercia total del sistema. Además, el SIP se encuentra exportando una elevada cantidad de potencia hacia el resto del SADI, alcanzando aproximadamente los 850 MW.

Si analizamos la gráfica obtenida de la frecuencia al producirse la falla trifásica y posterior apertura de la LAT Puerto Madryn - Choele Choel, Figura 7.40, podemos apreciar un comportamiento poco similar al escenario 1. Para este caso vemos que al producirse la falla el sistema sufre grandes variaciones de frecuencia. Esto es debido a lo mencionado anteriormente sobre la robustez del SIP.

Al ver la Figura 7.41, nuevamente se aprecian picos generados por la DAG, que en este caso es de mayor potencia, alrededor de los 840 MW (180 MW de generación convencional y 660 MW de generación renovable).

Observando la Figura 7.42, notamos que la evolución de las tensiones en la barras de 500kV poseen características similares al Escenario 1 pero mayores oscilaciones por la condición mas inestable del sistema.

Cuando se analizan las Potencias Mecánicas, Figuras 7.44 y 7.45, estas presentan una dinámica muy similar a la del Escenario 1, con la diferencia de que la máquina hidráulica de Río Escondido no alcanza valores cercanos a cero durante las oscilaciones.

Ahora al ver la Figuras 7.46, 7.47 y 7.48, observamos unas pequeñas oscilaciones iniciales en la potencia activa de los principales aerogeneradores del sistema pero que rápidamente se estabilizan.

Por último el ángulo rotórico, Figuras 7.49 y 7.50, también presenta dinámicas similares a el escenario 1.

En conclusión a todas estas observaciones, la principal influencia se ve en la frecuencia, el resto de las variables tienen un comportamiento similar al escenario 1.

### 8.3. Observaciones Escenario 3

En este escenario se incorpora un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS), partiendo de la misma condición de despacho utilizada en el caso anterior, cuyo objetivo principal es maximizar la utilización del recurso eólico. La inclusión del BESS tiene como finalidad mejorar la estabilidad del sistema eléctrico. Su funcionamiento se basa en la capacidad de absorber o inyectar potencia activa en función del comportamiento del sistema. En el contexto de este estudio, ante la desconexión de la LAT, la batería actúa absorbiendo potencia, contribuyendo, junto con la activación del Desacople Automático de Generación (DAG), a evitar el colapso del sistema en isla.

Analizando la frecuencia del sistema, Figura 7.51, notamos que la frecuencia se mantiene dentro de los valores establecidos por CAMMESA. Notamos una oscilaciones y sobrevalores iniciales generados por la contingencia mencionada anteriormente.

Al ver las gráficas de tensión, 7.53 y 7.54, podemos asegurar que las tensiones en las barras de 500kV se encuentran dentro de los rangos aceptables. Se presentan oscilaciones que se atenúan a partir de los 10 segundos del inicio de la falla.

Cuando se analizan las Potencias Mecánicas, Figuras 7.55 y 7.56, estas presentan una dinámica oscilatoria al comienzo de la simulación debido a la contingencia generada. Vemos también que la máquina hidráulica de Río Escondido no alcanza valores cercanos a cero durante las oscilaciones pero se reducen mucho mas en comparación con el resto de los generadores.

Ahora al ver la Figuras 7.57, 7.58 y 7.59, observamos unas pequeñas oscilaciones iniciales en la potencia activa de los principales aerogeneradores del sistema pero que rápidamente se estabilizan.

Al analizar la potencia activa en el BESS, 7.60, se logra ver lo que adelantamos en el apartado 7.2.5.

Por último el ángulo rotórico, Figuras 7.63 y 7.64, presenta oscilaciones iniciales como las variables anteriores que son atendidas rápidamente por la acción de la DAG y el BESS. Estos ángulos llegan al cabo de los 25 segundos a un estado estacionario.

### 8.4. Observaciones Escenario 4

Para este caso, se considera la misma demanda que para los últimos dos escenarios. Tal como se realizó en el apartado anterior, se dispondrá de un sistema BESS para mejorar la estabilidad del sistema. En particular, se ha simulado en diferentes ubicaciones, en pos de encontrar aquella que exhiba el mejor comportamiento. Al igual que para el caso anterior, el sistema BESS puede aportar hasta 75 MW.

Solo fueron analizados los comportamientos de la frecuencia del sistema y de la tensión en la barra de la E.T. Santa Cruz Norte de 500kV.

Observando las gráficas de la frecuencia, en las Figuras 7.65 y 7.66, es claro que conforme la ubicación del BESS es más alejado, mayor impacto tiene sobre el comportamiento de la frecuencia. Por ejemplo, si el sistema se ubica en la E.T. Comodoro Rivadavia, la frecuencia se establece en

un valor igual a 50,076 Hz en tanto que, cuando se ubica a dicho sistema en Parque Bicentenario, la frecuencia alcanza un valor de 50,058 Hz. De igual forma, las diferencias son mínimas. Por lo tanto, colocar el sistema BESS en una locación o en otra no representa un gran impacto con respecto al comportamiento de la frecuencia.

Por último al analizar las dinámicas de las tensiones para las 4 ubicaciones, Figuras 7.67 y 7.68, concluimos que para todas las ubicaciones las tensiones se mantienen dentro de los rangos aceptables, siendo la ubicación de las baterías en las E.E.T.T. de Manantiales Behr y de Bicentenario los casos con una tensión mas cercana a 1 p.u., lo cual los convierte en las mejores condiciones para este estudio.

## **8.5. Observaciones Escenario 5**

Para este caso, se considera la misma demanda que para los últimos tres escenarios y el sistema BESS de 75 MW que permite mejorar la estabilidad del sistema. El objetivo de este caso es observar cómo el modelado de la demanda afecta a la respuesta dinámica y la correspondiente estabilidad del sistema bajo estudio.

Debido a que solo se observa el impacto en el modelado de la demanda, sólo se analizará el comportamiento de la frecuencia para cada caso.

Podemos notar en la Figura 7.69 que la dinámica del sistema es similar a pesar de modificar el modelado de la demanda. A su vez, observando la Figura 7.70 apreciamos que los valores máximos y mínimos se ven afectados por este. Se alcanzan picos mas altos cuando la demanda se modela con un mayor porcentaje de potencia activa constante.

## **8.6. Observaciones Comparaciones Escenarios**

En el presente apartado se realizarán comparaciones entre los escenarios estudiados. En particular, se analizará el comportamiento de la frecuencia para cada caso. En todos los casos se adopta como referencia la frecuencia de la barra de 500kV de Puerto Madryn.

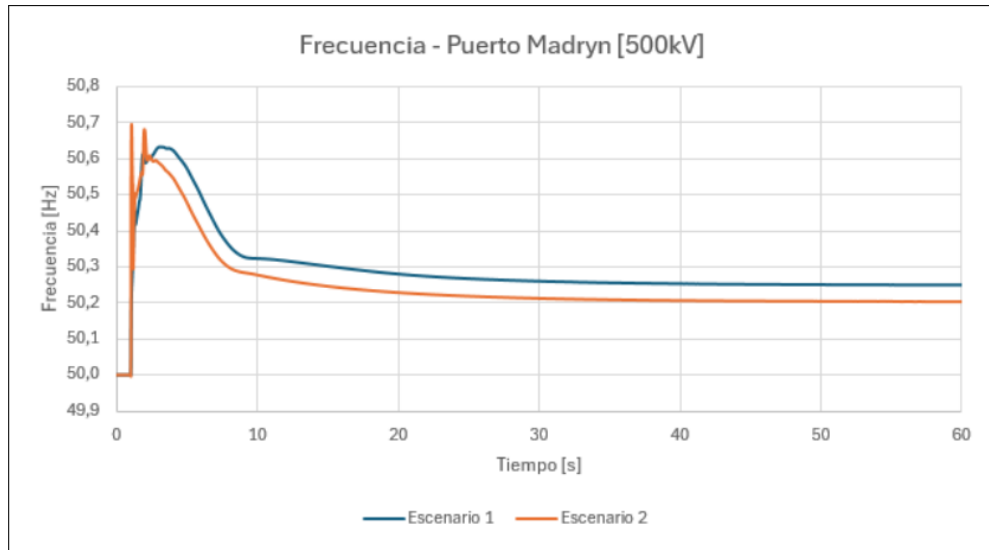
En la Figura 8.1 se muestra la comparación entre los escenarios 1 y 2. Al realizar esta comparación, es importante considerar que las diferencias en el despacho de generación y en la demanda entre ambos escenarios influyen significativamente en la respuesta del sistema. Por lo tanto, no solo interviene el efecto de la inercia reducida, sino también la distribución de los flujos de potencia, que modifica las condiciones operativas y afecta la impedancia aparente del sistema. Esta combinación de factores condiciona la dinámica de frecuencia observada en cada caso.

La primera diferencia notable es que, en el Escenario 2, se observan picos más pronunciados en el instante del despeje de la falla, los cuales se atribuyen a la menor inercia del sistema. Esta reducción de inercia es consecuencia de la mayor penetración de generación renovable, que desplaza a unidades sincrónicas convencionales y, por lo tanto, disminuye la capacidad del sistema para resistir variaciones bruscas de frecuencia.

Además, la respuesta dinámica en el Escenario 2 muestra oscilaciones más marcadas durante los primeros segundos posteriores al despeje de la falla, comenzando a estabilizarse recién a partir

de los 30 segundos. Este comportamiento también se observa en el Escenario 1, aunque con una dinámica más atenuada y menos agresiva. No obstante, la frecuencia final de estabilización en el Escenario 1 resulta levemente superior en comparación con la alcanzada en el Escenario 2.

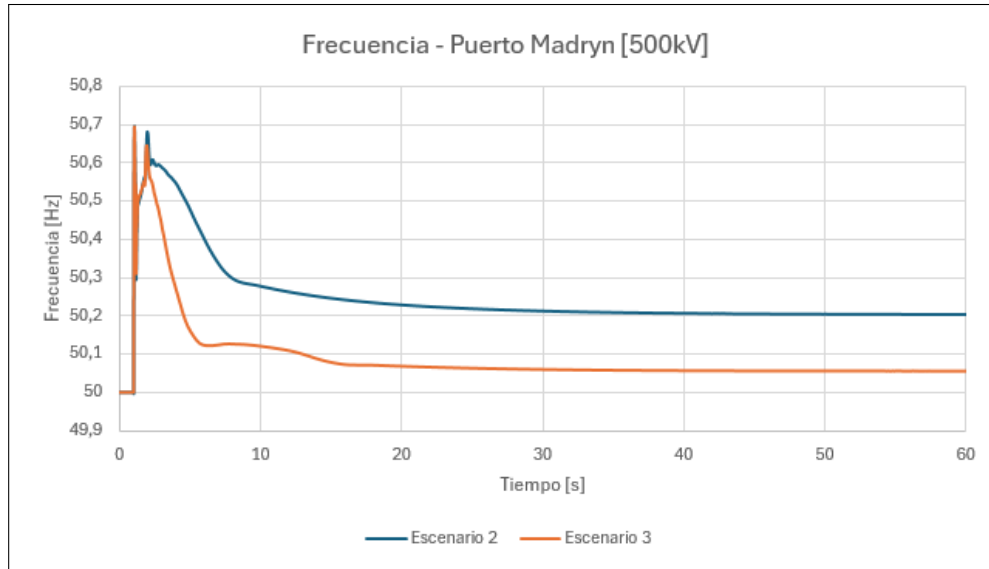
En este sentido, puede afirmarse que la respuesta del escenario 2 (curva naranja) es más subamortiguada que la del escenario 1 (curva celeste), lo cual se refleja en una transición menos atenuada hacia el estado estable.



**Figura 8.1:** Frecuencia vs Tiempo - Comparación Escenarios 1 y 2

A continuación, la Figura 8.2 muestra la comparativa de frecuencia entre los escenarios 2 y 3. Se observa que la incorporación del sistema de almacenamiento de energía (BESS), representado por la curva naranja, mejora la respuesta dinámica de la frecuencia. Por un lado, la caída desde el valor máximo hasta la zona de estabilización ocurre de forma más rápida; por otro, la frecuencia final alcanzada es ligeramente inferior.

Finalmente, puede afirmarse que la dinámica del escenario 3 es más sobreamortiguada, como resultado del comportamiento propio del modelo de control del BESS, el cual contribuye a reducir las oscilaciones y a estabilizar la frecuencia de manera más eficiente.



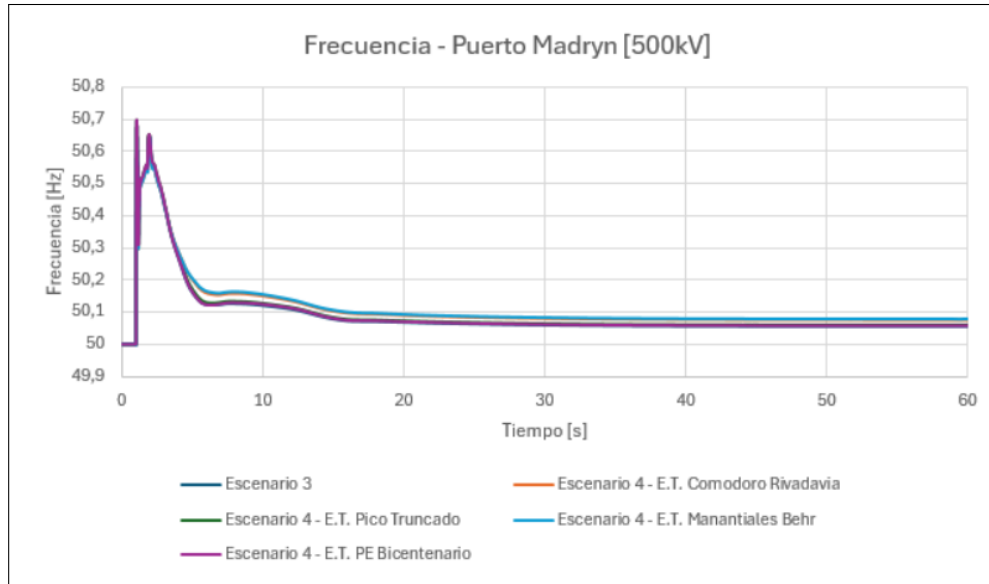
**Figura 8.2:** Frecuencia vs Tiempo - Comparación Escenarios 2 y 3

Por último, se realiza una comparación entre el escenario 3 y los diferentes casos analizados para el escenario 4, Figura 8.3. Puede observarse la similitud en el comportamiento de la frecuencia para todos los casos.

Cuando el sistema BESS se ubica en barras de la E.T. Puerto Madryn, se tiene el mismo comportamiento que cuando se las ubica en la E.T. Pico Truncado y en la E.T. Parque Eólico Bicentenario. La frecuencia asume los siguientes valores finales 50,056 Hz, 50,06 Hz y 50,058 Hz, respectivamente.

Por otro lado, cuando el sistema BESS se ubica en barras de la E.T. Comodoro Rivadavia, se comporta de igual forma que si se ubicara en la E.T. Manatiales Behr. En dichos escenarios la frecuencia asume los siguientes valores finales: 50,076 Hz y 50,078 Hz, respectivamente.

Como síntesis de esta última gráfica puede notarse que para los tres primeros escenarios, la frecuencia alcanza valores levemente menores que para los últimos dos. Esto implica que la regulación de frecuencia resulta más efectiva cuando el BESS se ubica en Puerto Madryn, Pico Truncado o en el P.E. Bicentenario.



**Figura 8.3:** Frecuencia vs Tiempo - Comparación Escenarios 3 y 4

### 8.7. Observaciones sobre la influencia del modelado estático de la demanda

En primer lugar debemos saber que el modelo estático de la demanda utilizado para el escenario 3 es el siguientes:

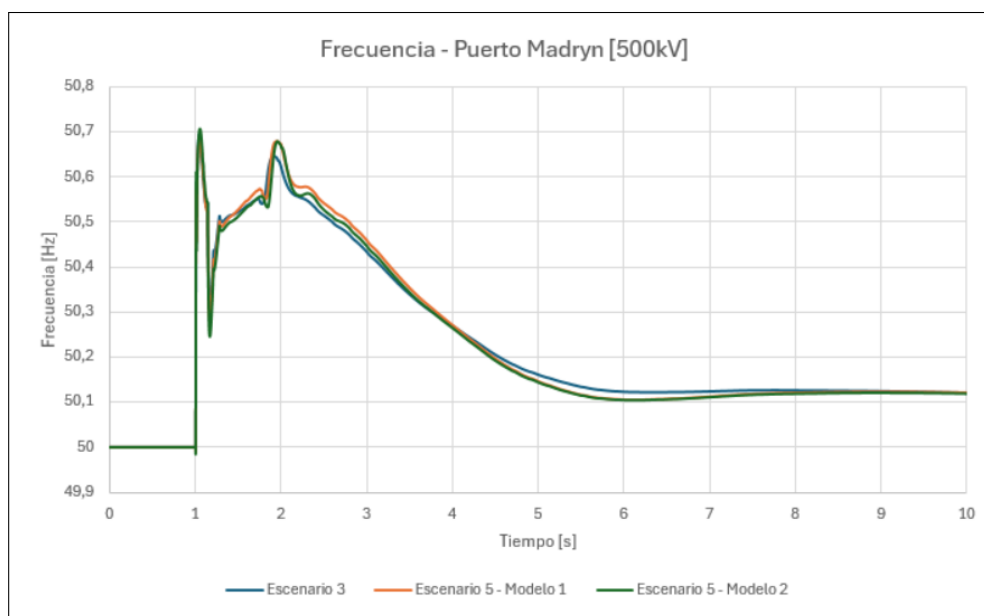
- **Potencia activa (P)** en porcentaje:
  - Carga constante en impedancia ( $z\ ctte$ ): **20.0 %**
  - Carga constante en corriente ( $i\ ctte$ ): **80.0 %**
  - Carga constante en potencia ( $P\ ctte$ ): **0.0 %**
- **Potencia reactiva (Q)** en porcentaje:
  - Carga constante en impedancia ( $z\ ctte$ ): **50.0 %**
  - Carga constante en corriente ( $i\ ctte$ ): **50.0 %**
  - Carga constante en potencia ( $Q\ ctte$ ): **0.0 %**

Para analizar la influencia del modelado estático de la demanda en las simulaciones, es necesario comparar una misma variable bajo diferentes configuraciones de demanda. En este caso, se seleccionó la frecuencia en la barra de Puerto Madryn como variable de referencia para el análisis comparativo.

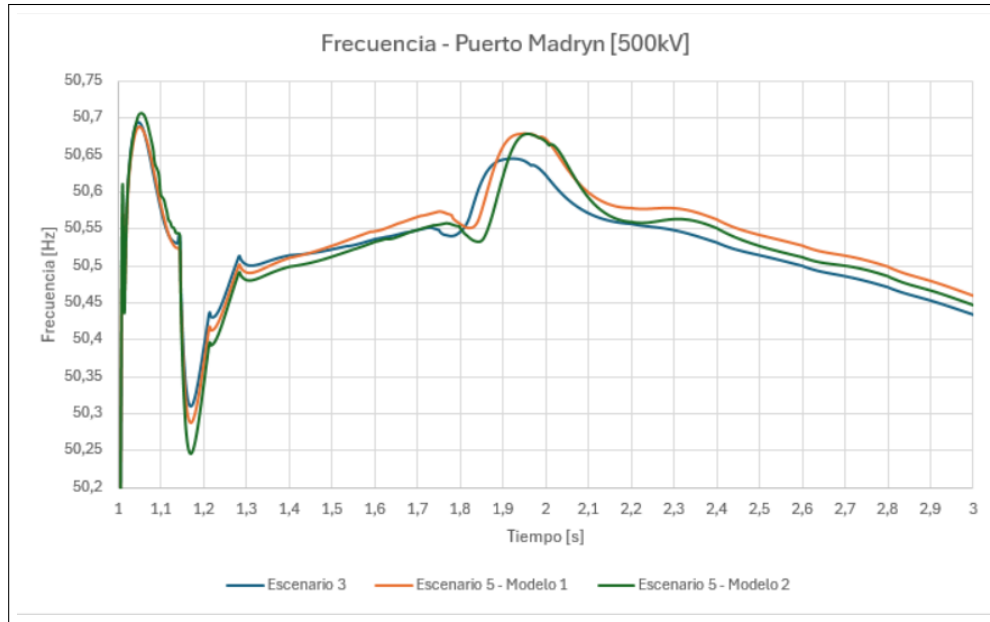
Al analizar los parámetros de los modelos utilizados en cada escenario, se observa que en el escenario 3 la componente de carga constante en potencia no tiene participación. En cambio, en el escenario 5, esta componente representa un 35 % para la potencia activa y un 20 % para la potencia reactiva. Este aumento en la proporción de carga constante en potencia, en comparación

con el escenario 3, tiene una influencia levemente significativa en la respuesta de la variable analizada. Es de esperarse que un aumento significativo en el porcentaje de demanda de potencia activa constante vuelva al sistema más inestable. Esto no ha podido ser simulado en el presente trabajo debido a las limitaciones del modelo utilizado.

Observando la 8.4 y la 8.5, se identifica una leve diferencia con respecto al escenario 3. En ambos casos correspondientes al escenario 5, se evidencia un aumento en los sobrevalores de frecuencia. Sin embargo, los valores de estado estacionario alcanzados son levemente inferiores en comparación con los del escenario 3.



**Figura 8.4:** Frecuencia vs Tiempo - Comparación Escenarios 3 y 5



**Figura 8.5:** Frecuencia vs Tiempo ampliada - Comparación Escenarios 3 y 5

## **9. Remuneración de los Sistemas de Almacenamiento de Energía**

El análisis realizado sobre la estabilidad del SIP ha permitido identificar que la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía constituye una estrategia clave para mitigar inestabilidades, especialmente en escenarios de operación en modo isla.

Considerando este resultado, en el presente capítulo se examina el tratamiento que reciben los sistemas de almacenamiento en lo que respecta a su remuneración dentro de los mercados eléctricos. Se analizan los distintos esquemas regulatorios y modelos de negocio aplicados internacionalmente, con el objetivo de identificar mecanismos replicables que podrían aplicarse en el contexto argentino.

En primer lugar, se presentarán las ventajas asociadas a los múltiples servicios que pueden ser provistos por los sistemas de almacenamiento de energía, los cuales permiten apalancar el aprovechamiento de las fuentes renovables de generación de manera más económica y segura. A continuación, se resumen las principales aplicaciones y beneficios de esta tecnología en el contexto de los sistemas eléctricos modernos.

### **Arbitraje**

El almacenamiento de energía permite que la electricidad que se genera a bajo precio durante períodos de baja demanda se use o venda en momentos de alta demanda cuando los precios son altos, lo que permite al operador del activo capturar la diferencia entre los precios en su punto más alto y mínimo. Esto también se conoce como arbitraje de energía.

El arbitraje de energía puede implementarse con unidades de almacenamiento de energía que no poseen generación propia. Se retira y se inyecta energía al sistema en función de los precios observados en el mercado eléctrico.

### **Gestión del suministro de energía (Energy Supply Management)**

El almacenamiento de energía permite desacoplar la generación de electricidad de la demanda. Por lo tanto, dentro de las limitaciones de los activos de generación y almacenamiento, la energía eléctrica puede generarse en el momento más conveniente (durante los períodos de baja demanda) por las fuentes más rentables y almacenarse hasta que se necesite (durante los períodos de alta demanda) en una modalidad conocida como desplazamiento de carga.

### **Desplazamiento de Carga (Load Shifting)**

El desplazamiento de carga, incluido el recorte de puntas y la nivelación de carga, es la práctica de cambiar el patrón de suministro de energía para que la generación de energía para el consumo durante las horas de mayor demanda se desplace a los períodos de menor actividad. Esto permite un mayor uso de los activos de generación de base más eficientes y evita el uso y la subocupación de generadores de punta costosos y permite el ahorro de costos de operación del sistema y la posibilidad de arbitraje de energía. Esto solo se puede lograr mediante el uso de almacenamiento de energía.

### **Recorte de Puntas (Peak Shaving)**

Sin almacenamiento de energía, las puntas de carga de corta duración normalmente son

suministradas por generadores de punta de acción rápida como las turbinas de gas o generadores Diesel. Estos son activos costosos, generalmente con menor eficiencia térmica que los generadores de base, y pueden tener un factor de planta de solo 2% o menos debido al tiempo limitado que se requieren. El recorte de puntas se refiere al recorte de la demanda de potencia durante los cortos períodos de demanda máxima mediante el suministro de potencia a partir fuentes de energía almacenada. Por lo tanto, la demanda por capacidad de generación y/o máxima exigencia de transmisión se puede reducir en un monto igual a la suma entre todo el almacenamiento y las cargas desconectables.

Los grandes consumidores industriales también pueden implementar recorte de puntas para reducir su demanda de potencia y los cargos asociados.

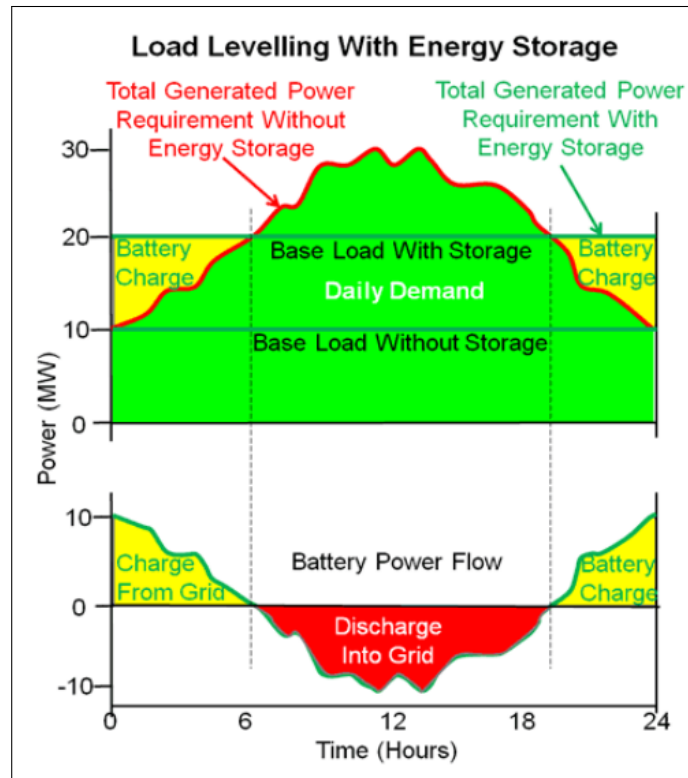
### **Nivelación de Carga (Load Levelling)**

La nivelación de carga es la reprogramación de la demanda vista por los activos de generación para reducir los requisitos durante los períodos de alta demanda y para aumentar la producción de energía durante los períodos de poca actividad mediante el almacenamiento inmediato de energía y su uso posterior durante los períodos de alta demanda.

En los países en donde están disponibles sistemas de almacenamiento por bombeo hidroeléctrico (PSH), los operadores de sistemas han utilizado durante muchos años para cambiar la generación de los períodos de menor a mayor demanda.

El siguiente diagrama muestra en principio cómo el almacenamiento de energía puede eliminar la necesidad de una carga costosa después de los generadores y reemplazarlos con un aumento en la capacidad de carga base más eficiente que opera de manera continua a su nivel óptimo. Durante los períodos de baja demanda, el generador de carga base utiliza su capacidad excedente para cargar la planta de almacenamiento de energía o la batería y durante los períodos de alta demanda, la batería se descarga en la red, lo que aumenta la capacidad del generador de carga base para satisfacer la demanda máxima. De este modo, las centrales térmicas de carga base más eficientes (es decir, carbón, petróleo, gas, nuclear) pueden asumir una mayor parte de la carga. También pueden operarse de manera más eficiente y fácil a niveles de producción constantes con una mejora resultante en el factor de carga de la planta.

La nivelación de la carga reduce el costo de la generación de punta y permite una fijación de precios más estable con menos variación.



**Figura 9.1:** Nivelación de carga mediante uso de sistemas de almacenamiento de energía.

### Eliminación de Restricciones de Generación (Generation)

Los sistemas de almacenamiento son particularmente útiles cuando se instalan junto con plantas generadoras que tiene una capacidad limitada para modular su producción, como instalaciones de energía renovable. En este caso en vez de recortar producción, se almacena el excedente de energía disponible para la cual no hay demanda inmediata.

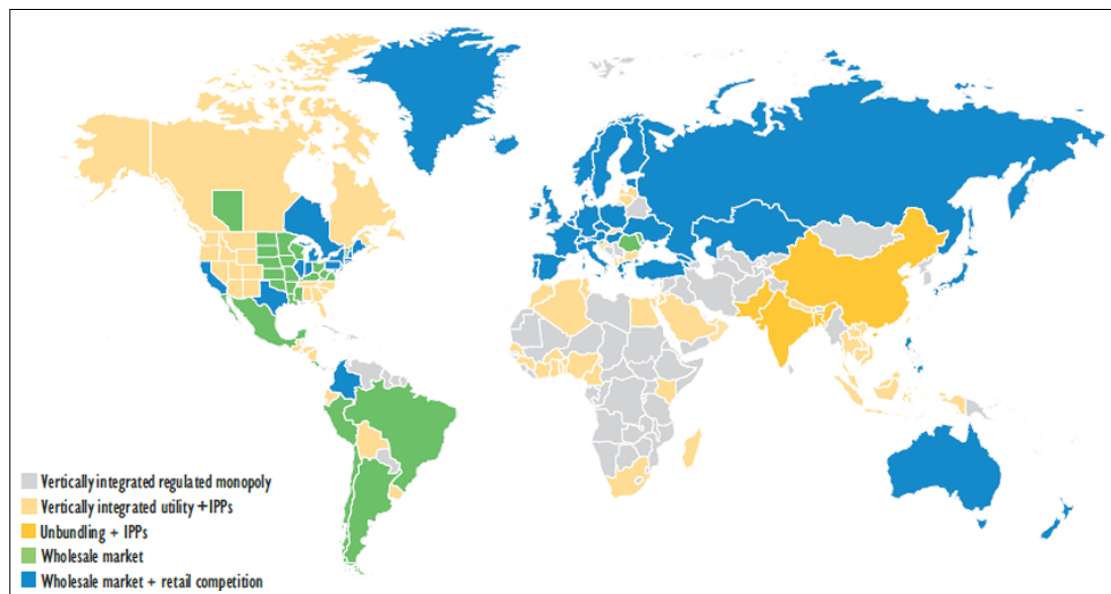
En el siguiente apartado se desarrolla un ejercicio de benchmarking internacional (proceso de evaluación comparativa) con el objetivo de analizar y comparar los mecanismos de remuneración de los servicios complementarios en distintos sistemas eléctricos del mundo. Dado el rol crítico que estos servicios desempeñan en el mantenimiento de la estabilidad, seguridad y confiabilidad del sistema de potencia, resulta fundamental comprender cómo son valorados y compensados bajo diferentes marcos regulatorios. Este análisis busca proporcionar una visión amplia y fundamentada que sirva de base para identificar buenas prácticas y criterios de diseño eficientes, con el fin de contribuir al desarrollo o mejora de esquemas de remuneración en el contexto local.

### 9.1. Remuneración por flexibilidad en Mercados Internacionales

Los mercados eléctricos competitivos enfrentan los desafíos de la transición hacia una matriz de producción completamente renovable con bajas emisiones.

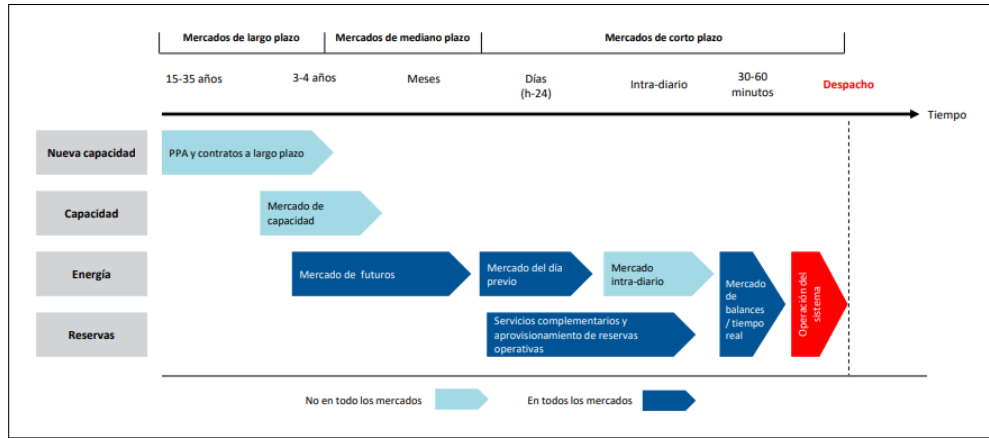
Un mapa del estado de la liberalización de los mercados eléctricos en el mundo se ilustra en

la Figura 9.2, observándose cómo las distintas regiones del mundo presentan diversos grados de introducción de competencia. Desde el monopolio regulado verticalmente integrado (vertically integrated regulated monopoly) hasta los más liberalizados conformados por mercados mayoristas y comercialización competitiva (wholesale markets + retail competition), cada país o región incluye diseños de mercado particulares creados o adaptados a condicionantes propias.



**Figura 9.2:** Mapa del estado de la liberalización de los mercados eléctricos 2012-2013.

En términos generales el diseño de los mercados eléctricos competitivos puede resumirse por la interacción de diversos mercados, como se ilustra en la Figura 9.3. En estos, los mercados de corto plazo otorgan las señales económicas fundamentales. En la mayoría de los casos consiste de dos mercados: mercado del día previo y mercado en tiempo real. En el mercado del día previo los agentes ofertan energía y el mercado efectúa la casación o despeje del precio para cada hora del día, fijando los compromisos de generación/consumo correspondientes. Luego, durante el día, se debe hacer ajustes para balancear continuamente producción y consumo. Estos ajustes los hace ya sea el operador del sistema o los generadores. En Europa, los participantes pueden intercambiar bloques de energía en los mercados intradiarios antes de que el operador determine los precios del mercado de balances. En Estados de Unidos, el operador de sistema calcula precios en tiempo real cada 5 minutos.



**Figura 9.3:** Conformación genérica de los mercados eléctricos y sus componentes.

El operador de sistema debe contar con los recursos y flexibilidad suficiente para hacer frente a desbalances causados por fallas, errores de pronóstico o desviaciones. Para ello se establecen los servicios complementarios (ancillary services, SSCC), típicamente reservas a distintas escalas de tiempo para mantener la seguridad del sistema, la frecuencia y la tensión dentro de los estándares de calidad de suministro. Si bien las definiciones varían entre países, típicamente incluyen reserva primaria (sensible a la frecuencia), secundaria en caliente y frío (por señal) y reservas terciarias o de restitución de las anteriores. A pesar de su importancia, generalmente los costos asociados a SSCC representan una fracción menor de los costos globales del mercado eléctrico.

Al igual que los SSCC, los mercados intradiarios y de balances varían entre países, en términos de condiciones (mecanismos y responsabilidades) y periodicidad.

### **Mercados de corto plazo**

Los precios de corto plazo juegan un rol fundamental para movilizar los recursos de flexibilidad en los sistemas eléctricos. No obstante, su incremento asociado a inversiones puede requerir de incentivos más estables o predecibles de ingreso. Ambos enfoques resultan recomendables.

### **Mercados de mediano plazo (meses a 3 años)**

Los mercados de mediano plazo permiten un manejo de riesgo para los agentes. En un mercado que funciona correctamente, la mayor parte de la energía es transada con bastante antelación a los mercados de corto plazo. Estos mercados pueden ser formalmente organizados con productos estandarizados (futuros, opciones), acordados en forma bilateral en mercados sobre el mostrador (over the counter) o informales con cantidades variables entre comercializadores y distribuidores. En los mercados europeos, cerca del 90% de la energía es transada en estos mercados. De esta forma, el mercado spot funciona principalmente como un mercado de valorización de desviaciones y balances.

### **Mercados de largo plazo (3 a 25 años)**

Los mercados de largo plazo típicamente involucran decisiones de inversión en activos por toda o gran parte de su vida útil. De este tipo, se distinguen dos mercados:

1. Mercados de capacidad:

Los mercados de capacidad son típicamente mecanismos donde el operador determina requerimientos de capacidad (en MW), en plazos de tres a cuatro años en adelante. En subastas de capacidad, las diversas fuentes de capacidad pueden hacer ofertas de capacidad, como las asociadas a generación (independientemente de la tecnología), la respuesta de la demanda y en algunos casos el almacenamiento de energía y las interconexiones. El mercado de capacidad, en este contexto, remunera la disponibilidad del recurso, para su uso en casos de necesidad, y no la producción de energía.

2. Contratos de largo plazo:

Los contratos de largo plazo corresponden a acuerdos de compra de energía (PPA) o tarifas de inyección (feed-in tariff). La duración de estos contratos varía de 10 a 35 años, dependiendo de la vida útil de las plantas que los respaldan. Estos contratos suelen ser bilaterales entre una empresa de servicio eléctrico (como una distribuidora o un consumidor) y un generador. No obstante, con frecuencia, involucra una intervención gubernamental para promover un tipo de inversión o establecer una obligación a un precio regulado. Estos contratos suelen resultar de mecanismos de adquisición como las licitaciones.

En la siguiente tabla se resumen las características de diseño de mercado y medidas asociadas a la promoción de la flexibilidad en los sistemas encontradas en la revisión internacional, centrada en países seleccionados. Se destacan algunos aspectos relacionados con la flexibilidad.

		País	Dinamarca	CAISO	Irlanda	Reino Unido	España
Servicios Complementarios	Control de Frecuencia	Respuesta rápida			X	X (High Dynamic Freq Resp, Fast Reserve)	
		Reserva primaria	X	X	X	X (Primary Dynamic Freq Resp)	X (Reserva de potencia adicional a subir)
		Reserva secundaria	X	X	X	X (Secondary Dynamic/Static Freq Resp)	X
		Reserva terciaria	X	X	X	X (Short Term Operating Reserve (STOR), Demand Turn-up (DTU))	X
	Otros			Flexible ramping	Repuesta inercial sincrónica Rampas (1, 3 y 8 horas) Respuesta frecuencia reactiva Recuperación de potencia post-falla	Restoration (Partidas en negro), Fast-acting Freq Resp (Dynamic/Static), Reactive Power (Voltage Control), Transmission constraint management	Gestión de desvíos: tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran identificarse con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario.
Mercados	Energía	day-ahead	X	X	X	X	X
		intradiario	X		X	X	X
		de balance	X	X	X	X	O
		Capacidad	X	O se evalúa	X	X	X
Dx	Gestión de demanda	en pruebas ind. y res.	X			X	
	Generación distribuida		X			X	
Tx	Interconexiones regionales	NordPool, Icx con Suecia, Noruega y Alemania	Western ICx	Reino Unido	X (TERRE (Replacement Reserve), MARI (Frequency Restoration Reserve), Irlanda)	MIBEL, Icx con Portugal, Francia y Marruecos	
Medidas de mejora en Flexibilidad	Pronosticos ERV	X	X				X
	Mejoras al Parque Térmico	X					
	Almacenamiento	heat storage	X	Promovidos a través de SSCC	X	Proyectos: electroquímico, bombeo y volante inercia	

**Tabla 9.1:** Diseños de mercado y medidas para mejorar la flexibilidad en países seleccionados.

A continuación se presentan ejemplos de la forma en que se remuneran estos servicios de almacenamiento en distintos mercados internacionales.

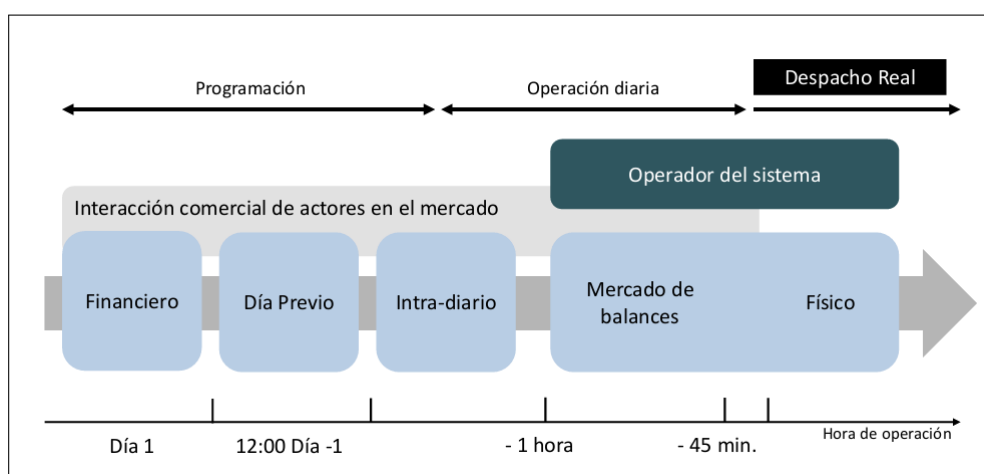
### 9.1.1. Dinamarca

El sistema eléctrico de Dinamarca cuenta con la mayor cuota de energía renovables variables. En el 2017 la generación eólica alcanzó un 44 % del total del consumo del país y la producción de energía solar fotovoltaica llegó a un 2 %. Este alto nivel de penetración renovable requiere que el sistema danés sea altamente flexible, para aprovechar al máximo los recursos principalmente eólicos y disminuir a prácticamente cero los recortes o vertimientos de ERV.

La matriz energética cuenta con 5000 MW de capacidad eólica y 900 MW de solar fotovoltaica. El parque térmico danés ha ido disminuyendo desde hace años, contando hoy alrededor de 6300 MW. Prácticamente todo el parque térmico se compone de centrales CHP (Centrales de Cogeneración), que generan tanto energía eléctrica como calor, el que se distribuye en los diferentes distritos del país.

Un aspecto característico del sistema eléctrico danés es su alta interconexión con países vecinos. Cuenta con importantes enlaces operativos con Noruega, Suecia y Alemania que suman 6000 MW de capacidad de transmisión. Esta alta interconexión regional aporta un grado elevado de flexibilidad al sistema danés.

En cuanto al mercado eléctrico, este ha permitido entregar las señales de precio correcto a los agentes del sector eléctrico, especialmente a los generadores térmicos. El mercado danés se compone de varios mercados que operan en distintos intervalos de tiempo: mercado financiero, mercado day-ahead, mercado intradiario y mercado de balance. Además, existe el mercado de capacidad de reserva secundaria con una subasta mensual y el mercado de capacidad de reserva terciaria (o manual) de subasta diaria. De esta forma, un agente puede ofrecer capacidad de reserva en estos dos mercados para luego ofrecer su energía en el mercado day-ahead a costo marginal y eventualmente también podría ofrecer en el mercado intradiario. Además, si aún tiene producción por entregar, esta puede ser ofrecida al mercado regulado de países nórdicos. Las ofertas en el mercado de reserva secundaria se remuneran con pagos similares a los del mercado day-ahead, lo cual ha incentivado a generadores a participar de este mercado realizando las mejoras técnicas necesarias para que la operación de sus unidades sea más flexible y así entregar los servicios complementarios (en este caso reserva) dentro de los parámetros adecuados.



**Figura 9.4:** Descripción de los distintos mercados en sistema eléctrico de Dinamarca.

La flexibilidad en el sistema danés se viene tratando desde la liberación del mercado eléctrico, primero enfocándose en mejorar y optimizar el desempeño del parque térmico existente y luego invirtiendo en reacondicionamiento y nuevos equipos. Esto ha permitido, a lo largo de los años, reducir significativamente el despacho térmico del país.

Las mejoras en flexibilidad en el parque térmico se dividen en tres fases:

- Una fase inicial de muy bajo costo que se enfoca en evaluar las potenciales mejoras en eficiencia y flexibilidad. En esta etapa la intervención realizada a las plantas es a nivel de la programación, que por defecto viene dado por el fabricante persiguiendo aprovechar al máximo los componentes actuales.
- La segunda fase considera inversiones en el reacondicionamiento de la planta, implementando las mejoras para operar a bajas cargas y mejorar las condiciones de estabilización de llama para optimizar las partidas de las centrales, tanto en tiempos como en costos. También se implementan medidas para el uso de mejores combustibles y el uso de combustibles secundarios a utilizar en los procesos de partida o de operación a mínima carga

para mantener las emisiones en niveles permitidos. Se realizan inversiones en el monitoreo de las plantas, cuya performance se comienza a medir mediante índices KPI.

- En la tercera fase las inversiones son mayores y enfocadas a la construcción e implementación de nuevos componentes, para una operación más rápida y flexible, además de completar la optimización de las partidas de las plantas.

Las interconexiones son un elemento fundamental en el sistema danés al momento de entregar flexibilidad al sistema, permite por un lado ampliar el mercado para transar los excedentes de energía renovable, logrando disminuir a prácticamente cero los recortes eólicos; y por otro lado permite asegurar el abastecimiento en momentos de una disminución del recurso eólico.

El hecho que las centrales térmicas también generen calor entrega un elemento adicional a la flexibilidad del sistema. La red de distribución de calor posee reservorios que permiten acumular el calor generado mediante electricidad en periodos de alta disponibilidad eólica, momentos en que estas centrales pueden consumir el exceso de energía presente en el sistema transformándolo en calor. Se plantea que integrar la generación de calor a otros procesos industriales podría ser una forma de aumentar la flexibilidad del sistema. Además, similares beneficios se podrían obtener al integrarse con la electromovilidad del sector transporte, en donde se podría determinar los momentos óptimos de carga de acuerdo a los pronósticos de generación renovable y demanda eléctrica.

### **9.1.2. Irlanda**

El Mercado Único Integrado de Electricidad (Integrated Single Electricity Market I-SEM) es el mercado mayorista para Irlanda e Irlanda del Norte a través del cual se realizan las ventas y compras de energía. Es un mercado de tipo bolsa de energía en el cual periódicamente los distintos agentes deben realizarsus ofertas por compras y ventas de energía. El Single Electricity Market está compuesto por distintos mercados:

1. Mercados de Energías: Existe 2 tipos, uno que opera el día anterior al que se realiza el despacho de las centrales y uno intradiario que opera algunas horas antes de la operación real.
2. Mercado de Balance en tiempo real: Mercado para mantener el balance generación-demanda en tiempo real.
3. Dos mercados para instrumentos financieros

La siguiente figura describe la operación de los Mercado de Energía y Mercado de Balance en un horizonte temporal:



**Figura 9.5:** Mercados existentes en el sistema eléctrico de Irlanda.

El fomento de la flexibilidad se ha desarrollado a través de la implementación de nuevos servicios complementarios o servicios de sistema (System Services), tales como, respuesta inercial, respuesta de frecuencia rápida, recuperación post-falla, etc. En se proponen los siguientes Servicios de Sistema:

- Respuesta inercial sincrónica
- Respuesta rápida de frecuencia
- Reserva primaria
- Reserva secundaria
- Reserva terciaria (2 tipos)
- Reemplazo de reserva sincrónica
- Reemplazo de reserva no sincrónica
- Rampas
- Recuperación de potencia post falla
- Potencia reactiva en estado estacionario
- Respuesta dinámica de potencia reactiva

Los cargos por estos servicios de sistema se recuperan a través de cobros por uso del sistema de transmisión. Los operadores de sistemas de transmisión, SONI y EirGrid pagan o cobran una cantidad de pagos y cargos fuera del mercado único de electricidad (Single Electricity Market). El cargo por el uso del sistema de transmisión (Transmission Use of System o TUoS) incluye 2 cargos:

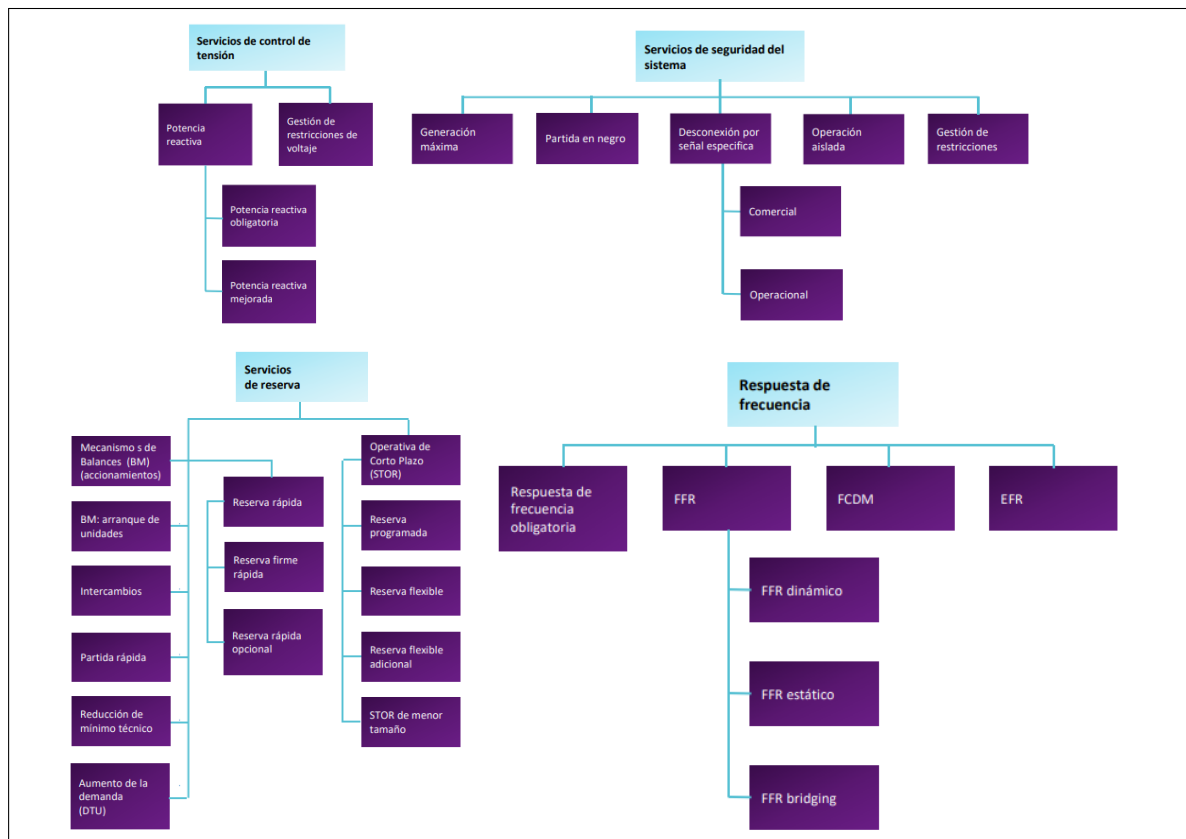
1. Cargos por uso de la red asociados a la infraestructura necesaria para transportar electricidad
2. Cargos por Servicios de Sistema (cargos asociados a la operación segura de la red descritos más arriba).

### 9.1.3. Reino Unido

El operador del sistema (National Grid) define las siguientes necesidades básicas del sistema hacia las cuales deben estar destinados los servicios del sistema eléctrico. En el orden en que son requeridas, estas son:

- **Inercia del sistema y tasa de cambio de frecuencia:** Inercia proporcionada por máquinas síncronas del sistema (carbón, nuclear, gas e hidros) para estabilizar la frecuencia y reducir su tasa de cambio (RoCoF). El tiempo de acción de estos servicios es de muy corto plazo permitiendo poseer flexibilidad en tiempo real.
- **Respuesta de frecuencia:** Necesaria para balance de la frecuencia en tiempo real. La respuesta dinámica se usa para pequeñas desviaciones, mientras que la respuesta estática se activa cuando el límite de frecuencia es sobrepasado. Se compran volúmenes de respuesta firme (Firm Frequency Response, FFR) que se espera que sea un volumen estable, mientras que el resto se compra en un volumen más volátil y más cercano al tiempo real (Mandatory Frequency Response, MFR). Es este último ofrece flexibilidad de corto plazo al sistema.
- **Reserva:** Utilizada para corregir desbalances producto de errores de pronósticos y pérdidas de demanda o generación, las cuales son posibles de compensar por requerimientos específicos de reserva upward y downward. Estas reservas son relativamente precisas antes de la operación en tiempo real y, una vez determinada, permanece estable por los siguientes 5 años, permitiendo fijar flexibilidad en el largo plazo.
- **Control de tensión (Potencia Reactiva):** Permite el control de la tensión en el sistema mediante el uso de la potencia reactiva, manteniéndolo dentro de los límites predeterminados. Debido a que los problemas de tensión eléctrica son locales, los requerimientos varían entre una región y otra, pudiendo generar o absorber reactivos mediante reactores o capacitores y mediante requerimientos de potencia reactiva para ciertos generadores. Este servicio es utilizado en el muy corto plazo.
- **Partidas en negro:** Este servicio es el menos probable de utilizar, sin embargo es necesario para apagones totales o parciales de la red. Los generadores que ofrecen este servicio deben ser capaces de energizar primero el sistema de transmisión y seguidamente tomar cargas relevantes.

En este sentido, el marco actual de los productos eléctricos utilizados para mantener la calidad y seguridad de suministro en el sistema se muestran en la Figura 9.6.



**Figura 9.6:** Conjunto de productos existentes en el mercado eléctrico del Reino Unido.

Este marco está siendo reestructurado considerando que: tiene un exceso de productos (diversificación que podría poner barreras para nuevas tecnologías dado que no encajaría precisamente en uno), posee requerimientos e interacciones poco claras (que pueden provocar incerteza en la sostenibilidad de los mercados de largo plazo), no es preciso en la definición de criterios de valorización (pudiendo provocar incertezas y evitar la competencia entre mercados) y existe sobreexposición de mercados (si los productos son muy similares, en términos técnicos y de capacidad, y se valorizan distintamente, entonces los mercados no estarían entregando el óptimo económico al consumidor).

Estos problemas pretenden ser resueltos en tres etapas:

1. **Racionalización:** en donde se busca reducir la cantidad de productos actuales ofreciendo nuevas rutas alternativas de mercado para quienes provean el producto.
2. **Estandarización:** donde por ejemplo se busca fijar ciertos parámetros que las partes pueden variar en cada oferta (ventana de disponibilidad diaria, términos y condiciones de contratos, curva de respuesta en frecuencia, velocidad de entrega de energía de reserva, etc.).
3. **Mejoras en definición de productos (único vs estandarizado):** para así considerar de mejor manera tanto los cambios en las habilidades técnicas de los servicios, como los

cambios en los acuerdos comerciales, respaldando la inversión y operación de dichos activos.

En el plan ideado junto al gobierno (Smart Systems and Flexibility Plan) se estipulan los pasos a seguir para agregar flexibilidad a la red. El foco central de este plan es asegurar que las reglas para comprar y entregar energía permitan obtener, a la industria y a los consumidores, el mayor beneficio posible mediante señales de eficiencia para todas las áreas relevantes (mercado, DSO, TO, generadores, etc.). Se asume que van a existir nuevos tipos de flexibilidades en el sistema y la intención es no favorecer ninguno, sino que permitir que estas diferentes formas de flexibilidad compitan entre ellas y las soluciones tradicionales. Los nuevos métodos que se reconocen para aportar flexibilidad son:

- **Almacenamiento de energía:** se propone como una de las mayores fuentes de entrega del servicio de flexibilidad y para extender su uso pretenden reducir las barreras regulatorias del antiguo sistema.
- **DSR (Demand Side Response):** si bien en el Reino Unido no son nuevos, los agregadores de demanda representan a consumidores que aceptan tarifas especiales a cambio del manejo de su consumo eléctrico y se espera que tomen un rol relevante con la normalización del uso de medidores inteligentes.
- **Generación distribuida:** algo que ya está ocurriendo y cuyo volumen va a seguir en aumento producto de la reducción de costos de inversión. Esto además ayuda a reducir los costos de transporte de energía, significando para los clientes finales un ahorro en las cuentas de electricidad.

#### 9.1.4. Estados Unidos - Caso California (CAISO)

En el estado de California, el encargado de la operación del sistema eléctrico es el California Independent System Operator (CAISO), quien en los últimos años han lidiado con una explosiva entrada de recursos renovables variables (9600 MW de capacidad solar fotovoltaica y 6700 MW de paneles solares rooftop en 2017) lo que ha llevado a una creciente necesidad de recursos flexibles para adaptar la operación, siendo especialmente crítico los periodos de rampa en horas en que amanece y anochece, en donde se necesita contar con una gran capacidad de rampas de toma y baja de carga; y durante el día, durante el peak de inyección solar, se requiere que el parque pueda disminuir su inyección a mínimos técnicos cada vez más bajos.

Esta necesidad creciente de flexibilidad del sistema californiano, particularmente expuesto a las rampas por generación fotovoltaica, ha generado que el CAISO sea uno de los sistemas más avanzados en la creación de políticas, procedimientos y regulaciones sobre requerimientos de flexibilidad, utilizando para ello en particular el mercado de servicios complementarios, creando incluso un servicio especial para las rampas, llamado “flexible ramping product”. En específico, el CAISO, junto con otros organismos de Estados Unidos, ha avanzado en los siguientes tópicos:

- Reducción de recortes de energía renovable.
- Acelerar la entrada de recursos de demanda y almacenamiento.

- Mejorar los pronósticos de generación.
- Utilizar recursos regionales tanto para oferta o demanda.

En cuanto a las centrales, el CAISO ha implementado una definición de “capacidad flexible efectiva” para cada planta, basado en parámetros técnicos de tiempos de partida, capacidad de rampa por 3 horas, mínimos técnicos y capacidad neta calificada. Este índice permite distinguir la flexibilidad con la que cuenta el sistema.

Actualmente se están realizando esfuerzos para precisar el mercado diario, pasando de un pronóstico horario a pronósticos de 15 minutos, pronósticos tanto de generación renovable como de consumo, lo que se espera contribuya a colocar de manera más eficientes los recursos, utilizando recursos de respuesta rápida. Incluso se busca hacer esto extensible al mercado regional de desvíos (Western Energy Imbalance Market). Este mercado comenzó el 2014 integrando sistemas eléctricos vecinos a California, y permite a los agentes hacer subastas por compra o venta de energía en tiempo real, logrando reducir los recortes al ofrecerlos al mercado regional aportando un grado importante de flexibilidad al sistema californiano.

En 2015 se comenzó a imponer estos requerimientos de capacidad flexible y se han ido ajustando hasta el presente en forma conjunta por la autoridad gubernamental, la CPUC (California Public Utilities Commission), y por el CAISO, lo que ha contribuido a un mix apropiado de recursos flexibles a disposición del operador. A partir del perfeccionamiento de estas reglas han surgido tres categorías de flexibilidad: flexibilidad base, que se debe ofrecer entre las 5am y 10 pm diariamente (coincidiendo con el periodo de generación fotovoltaica); flexibilidad peak, que se debe ofrecer por 5 horas diariamente considerando al menos una partida al día; flexibilidad super-peak, que se debe ofrecer por 5 horas diariamente cumpliendo 5 partidas al mes. CAISO ha creado obligaciones en los generadores que cumplen estas categorías.

### **9.1.5. España**

España ha integrado cuotas importantes de generación renovable, especialmente provenientes de fuentes eólicas (18 % al 2017), solares fotovoltaicas (3 % al 2017) y solares térmicas (2 % al 2017). Destaca la presencia de generación solar térmica con algo menos de 2500 MW de capacidad instalada al 2017 [25]. También se destaca la capacidad instalada en centrales hidroeléctricas de bombeo, contabilizando 3.329MW al 2017, lo que corresponde a un 3.4 % de la matriz de potencia instalada española.

El mercado eléctrico español es parte del Mercado Ibérico de Electricidad, que agrupa además al mercado portugués, intercambiándose entre ambos mercados flujos entre 1800 MW y 3900 MW. Este mercado conjunto se compone de un mercado de energía vía subastas sub dividido en un mercado diario y otro mercado intradiario, operado en el caso de España por el operador Red Eléctrica de España (REE), que además maneja el mercado de servicios complementarios para España.

En el mercado español existen los llamados servicios de ajustes, que agrupa a los servicios complementarios (que consideran la reserva de potencia adicional de subida; la regulación primaria, secundaria y terciaria; y el control de tensión), y además incluye el servicio “gestión de desvíos”.

Desde el año 2016 se ha permitido que los generadores de energías renovables participen de los servicios de ajustes del sistema, previa verificación de pruebas que establece la normativa española para participar de este mercado.

En general en España se ha tratado el tema de la flexibilidad enfocándose en la reducción de los recortes de energía eólica, lo que se ha logrado utilizando generación hidráulica, generación a gas y gestión de consumos de grandes clientes. Por el lado de la generación, las plantas hidroeléctricas y ciclos combinados son capaces de aportar reservas rápidas y mínimos técnicos bajos. Si bien existen interconexiones con otros países que se reconocen muy útiles para evitar el recorte de energía renovable, estas se consideran insuficientes y tanto el operador como organismos internacionales persiguen aumentar el intercambio con Europa vía enlaces con Francia. Por el lado de la demanda existe solo un cierto grado de flexibilidad dado por los grandes clientes industriales, siendo aún incipientes herramientas como agregadores de demanda y recursos de acumulación, como baterías.

#### **9.1.6. Australia**

El operador de mercado australiano AEMO (Australian Energy Market Operator) define 8 productos distintos para la regulación o control de frecuencia, los que se transan a su vez en 8 mercados distintos mediante un mecanismo de subastas bajo el diseño de mercado de tipo power exchange o bolsa de energía. A continuación se muestran las denominaciones utilizadas en este mercado para los servicios complementarios de control de frecuencia:

##### **Regulación:**

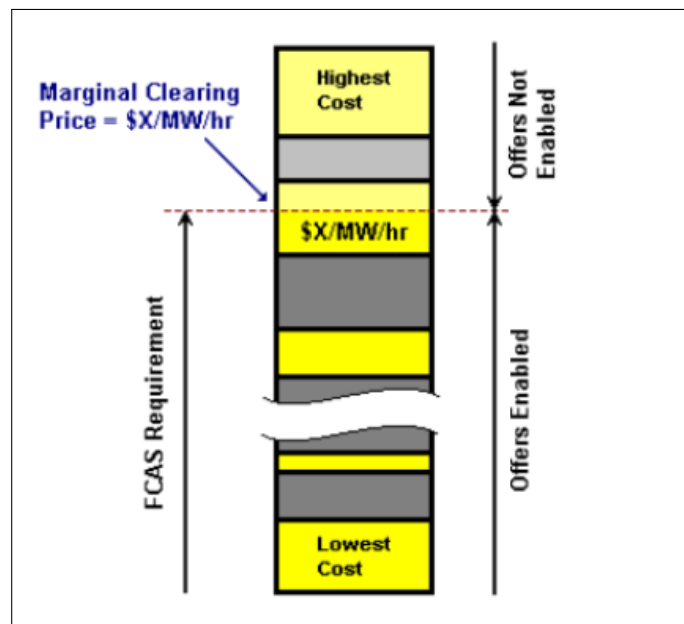
- Alza en regulación: corrección ante una caída menor en frecuencia.
- Caída en regulación: corrección ante un alza menor en frecuencia.

##### **Contingencia:**

- Alza rápida: respuesta de hasta 6 segundos para frenar una caída mayor en frecuencia debido a una contingencia.
- Caída rápida: respuesta de hasta 6 segundos para frenar un alza mayor en frecuencia debido a una contingencia.
- Alza lenta: respuesta de hasta 60 segundos para estabilizar la frecuencia ante una caída mayor en frecuencia.
- Caída lenta: respuesta de hasta 60 segundos para estabilizar la frecuencia ante un alza mayor en frecuencia.
- Alza retardada: respuesta de hasta 5 minutos para recuperar la frecuencia a su banda normal de operación ante una caída mayor en frecuencia.
- Caída retardada: respuesta de hasta 5 minutos para recuperar la frecuencia a su banda normal de operación ante un alza mayor en frecuencia.

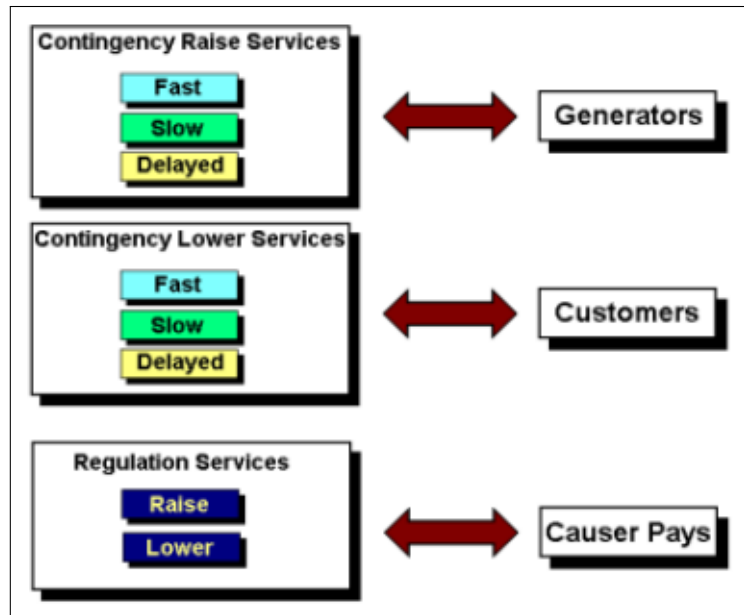
De las denominaciones anteriores es posible observar que los servicios se diferencian en intensidad de reserva o potencia a modificar, dirección (hacia arriba o hacia abajo), y en el tiempo de respuesta de su despliegue. De esta forma, se podrían identificar los primeros 4 servicios como control primario de frecuencia (RPF) y los siguientes 2 como control secundario de frecuencia (RSF). Los servicios retardados se asimilan al control terciario de frecuencia (RTF).

Para ofrecer cada uno de estos servicios, aquellos propietarios de instalaciones habilitadas técnicamente para prestarlo generan una oferta indicando una cierta cantidad de [MW] que están dispuestos a agregar o quitar del sistema en una cierta escala temporal, previo registro en el sistema centralizado de gestión de mercado de AEMO. En él, con todas las ofertas realizadas por los distintos actores habilitados para prestar servicios de control de frecuencia, estas se ordenan por orden de mérito según el precio ofertado para la prestación de los mismos. Por otro lado, AEMO determina la magnitud del requerimiento por cada servicio para los distintos intervalos del despacho diario, para así fijar el precio de mercado del servicio siguiendo el orden de mérito de las ofertas, de manera similar a la operación de un mercado spot. La Figura 9.7 ilustra esta determinación del precio de mercado o clearing price para cada servicio:



**Figura 9.7:** Determinación del precio de mercado de servicios complementarios siguiendo la teoría marginalista.

Bajo esta metodología marginalista, quienes adjudican la prestación de cada servicio complementario reciben sus pagos a precio de mercado de parte del operador de mercado, el que a su vez recupera dichos pagos cobrando a consumidores finales y generadores, dependiendo del servicio y del caso. La Figura 9.8 muestra las reglas para la recuperación de pagos en el mercado de servicios complementarios de control de frecuencia australiano:



**Figura 9.8:** Reglas para la recuperación de pagos por prestación de servicios complementarios de control de frecuencia.

De esta forma, como los requerimientos para alzas de frecuencia de contingencia se dimensionan para responder a la pérdida del mayor generador del sistema, los pagos por estos servicios se recuperan de estos mismos actores. Por otro lado, los requerimientos para caídas de frecuencia de contingencia se dimensionan para responder a la pérdida de la mayor carga o elemento del sistema de transmisión del sistema, con lo que los pagos por estos se recuperan de los consumidores finales. Para los servicios de control primario de frecuencia, AEMO aplica una metodología “causer pays”, la que a través de mediciones del sistema SCADA en generadores y cargas determina qué fracción de los pagos deben ser recuperadas de generadores o consumidores.

### 9.1.7. Alemania

En Alemania, el marco normativo para el almacenamiento de energía presenta todavía importantes vacíos y dispersión normativa. Actualmente no existe una legislación unificada y clara que defina y regule el almacenamiento de energía de forma integral. La interpretación más extendida considera el almacenamiento como un consumidor cuando carga energía y como un “generador” cuando la libera, lo que introduce desafíos regulatorios y fiscales, especialmente en relación con tarifas y peajes.

A pesar de esta falta de claridad, Alemania cuenta con una significativa base instalada de almacenamiento, especialmente en sistemas hidroeléctricos de bombeo y, más recientemente, en sistemas residenciales basados en baterías, los cuales han crecido de forma acelerada acompañando el despliegue de la generación fotovoltaica distribuida. En 2022, la generación bruta alcanzó los 571 TWh, con una participación renovable cercana al 44 %, destacándose la energía eólica y solar como las principales fuentes limpias. Para 2030, se espera que el 80 % del consumo eléctrico sea cubierto por energías renovables, lo que implica duplicar la generación renovable actual,

pasando de unos 240 TWh a más de 600 TWh.

En respuesta a este contexto, se están revisando normativas como la Ley de Energías Renovables (EEG 2023), con el objetivo de facilitar y acelerar la transición energética. Una de las estrategias centrales es sustituir el sistema tradicional de subsidios directos, exenciones y tarifas bonificadas por mecanismos competitivos basados en licitaciones. Bajo este esquema, los proyectos competirán por fondos públicos, y serán seleccionados aquellos que ofrezcan la mayor eficiencia para reducir emisiones y optimizar el uso de recursos financieros.

Esta propuesta legislativa también busca reducir la carga administrativa y burocrática, con una expectativa de ahorro para la economía alemana de aproximadamente 6.000 millones de euros anuales. Además, se promueve el desarrollo de almacenamiento térmico en redes de calor y frío, y el uso del hidrógeno verde como vector energético clave para sustituir parcialmente el gas natural, especialmente tras el impacto generado por la invasión rusa a Ucrania y la necesidad de fortalecer la seguridad energética.

Se destaca además el fomento al uso de la biomasa para generación flexible de punta, eliminando restricciones de capacidad y fomentando un mayor aprovechamiento de este recurso como medio de almacenamiento. Se contempla que las plantas de biomasa, utilizando biometano, operen solo un número limitado de horas al año (menos del 10%), priorizando su uso para cubrir picos de demanda y aumentar la resiliencia del sistema.

Finalmente, se establece la creación de un Fondo para la Energía y el Clima como instrumento central para financiar estas iniciativas, reemplazando el esquema actual que carga parcialmente a la factura de electricidad de los consumidores. Esta transformación estructural busca garantizar la sostenibilidad económica y ambiental del sistema energético alemán en el largo plazo, alineándose con los objetivos de neutralidad climática y reducción de emisiones.

## 10. Conclusiones

La presente sección expone los principales resultados y aportes obtenidos a lo largo del desarrollo del trabajo, junto con las reflexiones finales derivadas del análisis realizado. A partir de los objetivos planteados al inicio de la investigación y de la información generada mediante simulaciones, estudios comparativos y validaciones, se presentan las conclusiones generales del estudio.

Como ya se ha mencionado, fueron estudiados dos escenarios con diferentes niveles de penetración de generación renovable y, por consiguiente, de exportación hacia el resto del SADI. En el primero, se tiene una baja penetración de generación renovable junto con una moderada exportación. Por otro lado, en el segundo escenario, se tiene un importante despacho de generación eólica renovable y por lo tanto de exportación. En cada uno de estos escenarios se implantó una falla trifásica en la LAT de 500 kV Puerto Madryn - Choele Choel con el posterior desenganche de la misma. De esta manera se tiene al SIP operando en isla donde inicialmente se tiene un exceso de generación.

Dicho exceso de generación provoca un repentino aumento de la frecuencia del sistema en isla. El automatismo DAG permite mitigar dicho aumento desconectando generadores según la secuencia indicada en el estudio [15].

El desenganche de los generadores, junto con la falla implantada, provoca excursiones importantes en variables clave del sistema, como ser, la frecuencia, las tensiones de las barras de 500 kV, los ángulos rotóricos de las máquinas y las potencias mecánicas de las máquinas primarias, entre otras. En función de la cantidad de generación convencional que se encuentra operando en el sistema, se tendrá un mayor o menor nivel de inercia lo cuál provoca que las variables mencionadas evolucionen con mayor o menor amortiguamiento.

Para el primer escenario debió realizarse una DAG total de 561 MW, en tanto que, para el segundo una de 840 MW. Como comparación de la frecuencia, puede observarse la figura 8.1. Si bien en ambos casos esta variable alcanza valores finales similares (50,25 Hz y 50,20 Hz respectivamente), se observa una respuesta más sobreamortiguada en el escenario uno, evidenciado por las menores oscilaciones. Así mismo, la frecuencia correspondiente al escenario dos presenta picos más abruptos, que se corresponden con la secuencia DAG realizada, y una variación más abrupta hasta el valor final. Queda evidenciado que al tener gran penetración de generación renovable, se tiene un sistema subamortiguado que presenta mayores oscilaciones frente a perturbaciones. Por lo tanto, puede decirse que resulta en un sistema menos robusto. Por otro lado, es claro que la frecuencia para este último caso asume un valor final menor. No obstante, en ambos casos los valores finales se mantienen dentro de los rangos operativos admisibles (ver Figura 7.28) por lo que no es necesario realizar un redespacho.

Es importante tener en cuenta que se realizaron diferentes despachos de generación y demanda entre ambos escenarios. Esto implica que, tanto la inercia como la distribución de flujos de potencia se vean modificadas, influyendo así en la dinámica del sistema.

Por último, se incorpora al SIP los dispositivos de almacenamiento de energía, en particular, el BESS. Estos tiene por objetivo absorber potencia activa en las horas valles y entregarla en las horas pico. Por otro lado, poseen la gran ventaja de mejorar la estabilidad del sistema ya que

cuentan con sistemas de controles muy rápidos, permitiendo actuar en tiempos muy cortos, en el orden de los milisegundos. A su vez, gracias a los grandes avances en la materia de electrónica de potencia, esta solución tecnológica permite realizar un control de tensión por medio de la absorción o adición de potencia reactiva. En conjunto, estos resultados muestran que la inclusión del BESS no solo mejora la amortiguación del sistema, sino que también contribuye a una operación más segura y resiliente frente a perturbaciones.

Para llevar a cabo un adecuado análisis del BESS, se consideró su respuesta dinámica ante variaciones de frecuencia realizada en un estudio externo haciendo uso de un modelo dinámico de librería correspondiente a una versión más avanzada del software. Dado que no se disponía de este modelo, se diseñó una curva típica que reproduce este comportamiento dentro de las posibilidades de la versión de PSS-E utilizada en el proyecto, permitiendo así representar de forma aproximada la acción del sistema de almacenamiento en la dinámica del sistema eléctrico. El modelo dinámico empleado en cuestión es el "CBEST", disponible en la versión utilizada para el presente estudio.

Como se observó en la comparativa de frecuencia entre los escenarios 2 y 3, Figura 8.2, la incorporación del sistema de almacenamiento de energía en baterías en el SIP mejoró significativamente la dinámica del sistema, proporcionando una respuesta más rápida ante la perturbación y una frecuencia de estabilización menor mediante una inyección inmediata de potencia en el momento en que se activa el dispositivo.

Con respecto a las simulaciones realizadas, se propuso modificar la ubicación de la batería con el propósito de observar los cambios que se producen en el sistema. Nuevamente se percibe que los flujos de potencia cambian de acuerdo al lugar en donde se encuentre la BESS. Observando la comparativa entre los escenarios 3 y 4 mostrada en la Figura 8.3 podemos concluir que la diferencia en el valor de frecuencia es mínima independientemente de donde se localice el BESS. Sin embargo, cabe destacar que no solo mejora la dinámica de la frecuencia por medio de la respuesta del BESS sino que también lo hacen los perfiles de tensión de las diferentes barras que componen el sistema interconectado patagónico, principalmente en las barras de 132 kV donde se presentaban valores cercanos a los límites producto de la contingencia.

Por último, se modificó el modelado de la demanda con el objetivo de estudiar su impacto en la estabilidad del sistema. Al observar la Figura 8.5, se evidencia una leve influencia sobre la frecuencia producto de dicha modificación. Esta variación se explica por el incremento en la componente de carga constante en potencia activa, lo que provoca que, ante una perturbación que cause una variación de tensión, el ángulo rotor ( $\delta$ ) tienda a aumentar significativamente para mantener constante la potencia activa transmitida hacia la carga. Este comportamiento puede llevar al sistema a una inestabilidad del ángulo rotórico inducida por una inestabilidad de tensión.

El modelado estático de la demanda depende del tipo de demanda que se encuentre en estudio y del tiempo. Esto permite estimar que tipo de modelo se debe utilizar, estático o dinámico. En el primer caso, depende de la variación de tensión y frecuencia. Para el segundo, se debe modelar la dinámica ya que, por ejemplo, en estudios de oscilación interárea no serían tan correctos los resultados.

El correcto modelo de la demanda es un estudio muy complejo hoy día, ya que requiere de realizar aproximaciones de parámetros a través de mediciones o conociendo los componentes de

esta. Esto lleva a que se realicen ciertas simplificaciones debido a la gran cantidad de datos que se requeriría, lo que implicaría obtener un modelo matemático muy complejo.

Por otro lado, se abordó el trabajo de investigación y aplicación práctica utilizando el software PSS-E. Tal como se detalló a lo largo del estudio, para analizar el sistema patagónico se desarrolló un modelo con un alto grado de realismo, lo que implicó una considerable complejidad en la utilización del programa. No obstante, este enfoque permitió adquirir un conocimiento sólido sobre el manejo de modelos dinámicos y estáticos de librería, así como sobre diversas funciones del software, lo cual resultó fundamental para realizar un análisis riguroso y preciso de los resultados obtenidos.

Durante el proceso de modelado se presentaron diversos desafíos que fue necesario afrontar para llevar adelante las simulaciones. En particular, se trabajó con modelos de usuario específicos para cada generador, debiendo identificar modelos equivalentes que representaran de la mejor manera posible la respuesta dinámica de cada uno. Asimismo, la implementación del sistema BESS debió realizarse mediante un modelo dinámico que no reproducía completamente su funcionalidad, por lo que fue necesario homologar su curva de comportamiento a partir de estudios realizados en el SADI por integrantes de CAMMESA.

Cabe destacar que, si bien la versión del software utilizada no es la más reciente, PSS-E continúa siendo una de las herramientas más empleadas a nivel mundial en el ámbito de los estudios eléctricos. En este sentido, haber trabajado con esta plataforma representa una ventaja significativa, ya que permitió familiarizarse con una herramienta de uso profesional ampliamente reconocida en la industria.

Al abordar el tema de la remuneración de los sistemas de almacenamiento de energía, desarrollado en la Sección 9, se puede afirmar que actualmente no existe un consenso generalizado ni definiciones ampliamente aceptadas respecto a los mecanismos de compensación económica aplicables a esta tecnología. Esto se debe, en gran medida, a que en la mayoría de los países el desarrollo regulatorio vinculado al almacenamiento de energía aún se encuentra en etapas iniciales o en procesos de actualización y revisión.

La evolución acelerada de las tecnologías de almacenamiento, junto con la creciente penetración de fuentes renovables no convencionales en los sistemas eléctricos, ha evidenciado la necesidad de adaptar los marcos regulatorios existentes para permitir una integración efectiva y económicamente viable de estos recursos. Sin embargo, en muchos casos, las normativas actuales siguen centradas en modelos tradicionales de generación, transmisión y distribución, dejando al almacenamiento en una situación normativa ambigua o incompleta.

En consecuencia, los esquemas de remuneración para los sistemas de almacenamiento presentan grandes diferencias entre jurisdicciones y, en algunos casos, se limitan a pagos por servicios específicos (como servicios auxiliares o de capacidad) sin contemplar adecuadamente el valor integral que estos sistemas pueden aportar al sistema eléctrico.

Así, la falta de definiciones claras y un marco regulatorio consolidado constituye uno de los principales desafíos para el desarrollo masivo y la consolidación de los modelos de negocio basados en almacenamiento de energía, obstaculizando su potencial para mejorar la flexibilidad operativa, incrementar la seguridad del suministro y facilitar la transición hacia un sistema energético más limpio y sostenible.

El presente estudio deja abiertas numerosas oportunidades para futuros análisis orientados a explorar, evaluar y desarrollar soluciones tecnológicas que contribuyan a optimizar y fortalecer la estabilidad de un sistema eléctrico con alta penetración de energías renovables.

Asimismo, estos análisis futuros podrían centrarse en la identificación de estrategias de planificación y operación que integren de manera eficiente estas tecnologías al sistema existente, maximizando su impacto positivo sobre la estabilidad de tensión y frecuencia, la seguridad operativa y la resiliencia frente a contingencias severas. En este sentido, el trabajo desarrollado constituye una base sólida que podrá ser ampliada mediante estudios dinámicos, modelados detallados y evaluaciones económicas que permitan definir lineamientos concretos para la transición tecnológica y energética.

## Referencias

- [1] J. A. Cano. *Características generales de un sistema de potencia moderno - Cap. 1*, 2021.
- [2] J. A. Cano. *Análisis de los Sistemas de Potencia - Cap. 2*, 2021.
- [3] J. A. Cano. *Introducción al problema de la estabilidad - Cap. 6*, 2021.
- [4] P. Kundur. *Power System Stability and Control*, 2020.
- [5] J. Machowski, J. W. Bialek, J. R. Bumby. *Power System Dynamics: Stability and Control*, 2008.
- [6] NERC. *Balancing and Frequency Control*, 2011.
- [7] J. J. Grainger, W. D. Stevenson Jr. *Análisis de Sistemas de Potencia*, 2005.
- [8] [Aplicación GeoSADI CAMMESA](#).
- [9] [Listado de plantas de generación en Argentina](#).
- [10] [Los Procedimientos Versión XXXIII](#).
- [11] R. A. Möller Lobos. *Tesis: Regulación de frecuencia con eólicos y almacenamiento de energía*, 2012.
- [12] NREL. *Research Roadmap on Grid-Forming Inverters*, 2020.
- [13] Cátedra Endesa Red, Universidad Politécnica de Cataluña. *Tecnologías de Almacenamiento de Energía*.
- [14] [IRENA. Flexibilidad del sistema eléctrico para la transición energética](#), 2018.
- [15] IITREE-LAT. *Automatismo DAG*, 2022.
- [16] N. de San Juan, F. Gallegos. *Lineamientos para el modelado de equipos de almacenamiento de energía*, 2023.
- [17] L. F. SILVA MILITELLO. [Valorización y remuneración de la flexibilidad operacional en sistemas eléctricos de potencia con alta penetración de generación variable](#), 2018.
- [18] A. P. VALENZUELA SILVA. [Revisión de los mecanismos de remuneración de servicios complementarios ante alta penetración de energía renovable de fuente variable en el sistema eléctrico nacional](#), 2018.
- [19] J. M. Mejía Taborda. [Evaluación de esquemas de remuneración de Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías a gran escala conectados a redes de transmisión en Colombia](#), 2021.
- [20] CIGRE - Chile WG C6. [Desafíos y oportunidades en el marco regulatorio chileno para la promoción de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica](#), 2023.
- [21] R. Palma, M. Matus, R. Torres, C. Benavides, E. Sierra, R. Sepúlveda, F. Riquelme. *Concepto de Flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional*, 2019.