

ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO Y TRANSITORIO PARA EL PLAN DE RECUPERACION DE SERVICIO DE LA ISLA GRANDE DE CHILOÉ

CENTRAL DE GENERACION NUEVA DEGAN

C	24/10/2019	Francisco Leiva			
B	04/05/2019	Francisco Leiva			For internal review
REVISION	DATE	PREPARED BY	REVIEWED BY	APPROVED BY	COMMENTS

INDICE

INDICE	1
REGULACIÓN APLICABLE	2
1. INTRODUCCIÓN.....	2
2. OBJETIVOS	2
3. EL SISTEMA ELECTRICO DE CHILOÉ	3
3.1. INFRAESTRUCTURA	3
3.1.1. <i>Líneas de transmisión</i>	3
3.1.2. <i>Cargas</i>	4
3.2. CENTRAL DE GENERACIÓN NUEVA DEGAN	4
3.2.1. <i>Nueva Degan 2 - Nave 4</i>	4
4. PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO	7
4.1. ESTADO INICIAL DEL SISTEMA	7
4.2. PLAN DE ENERGIZACION BOTTOM-UP.....	7
5. ANÁLISIS Y SIMULACIONES.....	9
5.1. ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO	9
5.1.1. <i>Etapa 1</i>	14
5.1.2. <i>Etapa 2</i>	15
5.2. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.....	17
5.3. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL	28
6. CONCLUSIONES.....	30
7. DOCUMENTOS DE REFERENCIA.....	31

REGULACIÓN APLICABLE

Ley 4/20.018:	Ley General de Servicios Eléctricos.
Ley 20.936:	Establece el nuevo Sistema de Transmisión y crea el Coordinador Eléctrico Nacional.
NTSyCS:	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

1. INTRODUCCIÓN

En caso de un apagón total, la restauración del sistema debe comenzar desde unidades generadoras preseleccionadas con la capacidad de sincronizarse a barra muerta. Estas unidades se utilizan para iniciar el proceso de restauración. Esto es lo que se llama un tipo de restauración de abajo hacia arriba o bottom-up, comenzando desde una unidad generadora individual y energizándose hacia afuera hacia la carga crítica del sistema.

La secuencia del Plan de Recuperación de Servicio propuesta para la isla de Chiloé considera a la Central Eléctrica Nueva Degan como el núcleo del proceso de restauración y utilizando varias unidades generadoras que operan bajo un modo de carga compartida, donde estas unidades independientes compartirán la potencia reactiva y activa que el sistema requerirá durante la restauración.

En general, las unidades de arranque en negro solo pueden suministrar una pequeña fracción de la carga del sistema; por lo tanto, estas unidades deben usarse para soportar primero las cargas críticas de la isla y luego, los consumidores regulados e industriales.

2. OBJETIVOS

Este documento tiene como objetivo establecer los requisitos de la red para la restauración de un sistema de apagón dentro de la isla de Chiloé, con referencia particular al análisis de la capacidad de arranque negro de una planta de energía diésel.

3. EL SISTEMA ELECTRICO DE CHILOÉ

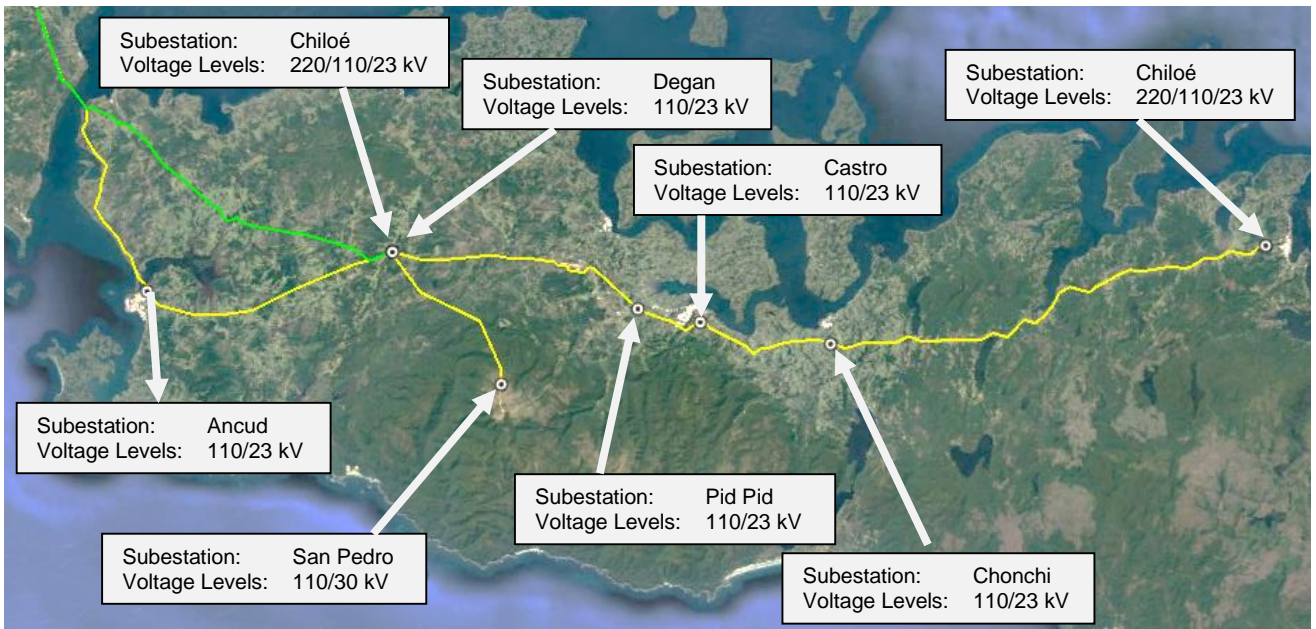


Figura 1: Sistema de transmisión de Chiloé.

3.1. INFRAESTRUCTURA

3.1.1. Líneas de transmisión

El sistema de transmisión de Chiloé consiste de las siguientes líneas y transformadores

Línea de Transmisión	Voltaje	L (km)	Z	ANG(Z)
Ancud - Chiloé	110	34.67	16.34	55.48
Chiloé - Dalcahue	110	25.00	11.71	55.45
Dalcahue - Pid Pid	110	7.78	3.85	57.49
Pid Pid - Castro	110	8.07	3.72	54.78
Castro - Chonchi	110	17.89	10.35	44.26
Chonchi - Quellon	110	58.38	28.70	51.23

Tabla 1: Parámetros eléctricos básicos de las principales líneas de transmisión

3.1.2. Cargas

Las cargas consideradas en el PRS son las siguientes:

SS	Alimentador	V [kV]	P [MW]	f.p	Q [MVar]
Degan	E1 Butalcura	23	0.223	0.74	0.203
Degan	E2 Quemchi	23	4.546	0.98	0.923
Ancud	E2 Degan	23	0.466	0.99	0.066
Ancud	E1 Pudeto	23	2.225	0.99	0.317
Ancud	E3 Chacao	23	3.27	0.9	1.584
Ancud	E4 Quetalmahue	23	3.872	0.99	0.552
Dalcahue	E1 Piruquina Industrial	23	3.512	0.93	1.388
Dalcahue	E2 Dalcahue	23	5.311	0.98	1.078
Pid Pid	E2 Pid Pid Norte	23	0.649	0.91	0.296
Pid Pid	E3 Castro Centro	23	2.947	0.97	0.739
Pid Pid	E1 Castro Alto	23	6.362	0.96	1.856
Castro	E2 Quichén	23	3.079	0.99	0.439
Castro	E1 Gamboa	23	8.435	0.99	1.202
Total			44.897		10.642

Tabla 2: Cargas activas y reactivas consideradas en el PRS.

3.2. CENTRAL DE GENERACIÓN NUEVA DEGAN

La central Nueva Degan consiste en dos casas de máquinas (Nave 1 y Nave 2) de 11 moto-generadores diésel SDMO cada una, alcanzando una potencia total de 36 MW.

La central Nueva Degan 2 consiste en dos casas de máquinas (Nave 4 y Nave 5). Nave 4 contiene 6 moto-generadores diésel Cummins, alcanzando una potencia total de 9,6 MW. Nave 5 contiene 6 moto-generadores diésel Detroit, alcanzando una potencia total de 6 MW.

3.2.1. Nueva Degan 2 - Nave 4

La casa de máquinas considerada para Blakstart es la Nave 4 de Central Nueva Degan 2, que consiste en 6 moto-generadores Cummins de 1600 kW cada uno. Estos equipos cuentan con el controlador PCC3201, que contempla un AVR y un gobernador.

El gobernador tiene la capacidad de controlar tanto potencia activa como reactiva, lo cual será referido como Modo de Control de Velocidad o Modo Control de Factor de Potencia, respectivamente.

El Modo Control de Velocidad se muestra en la Figura 2, y consiste en un controlador PI con una ganancia proporcional, un integrador con limitación de saturación (anti-windup), un delay adelanto-atraso, y un delay de primer orden que actúa como transductor de la referencia "Measured kW PU".

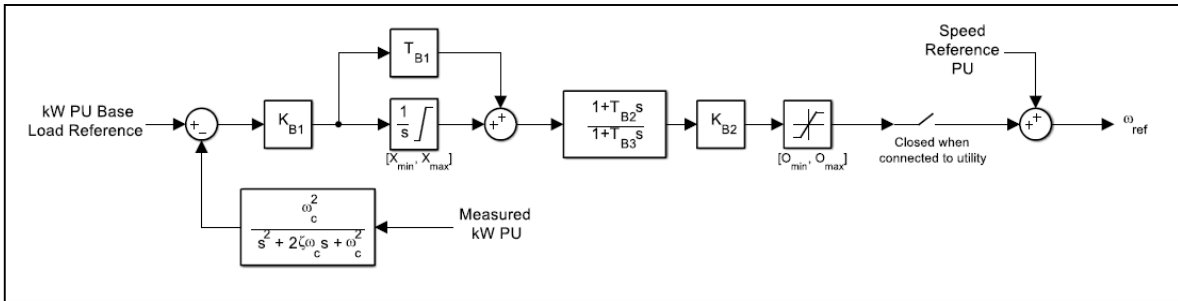


Figura 2: Control de velocidad PCC3201. Cummins Power Systems

El Cummins Governor System Model se muestra en la Figura 3 y establece la señal de error como la diferencia entre referencia de velocidad desde el control de potencia y la velocidad medida. Esta señal de control es luego procesada por una ganancia proporcional, dos derivadores de retraso de primer orden y un integrador. La salida es la referencia de Potencia Mecánica

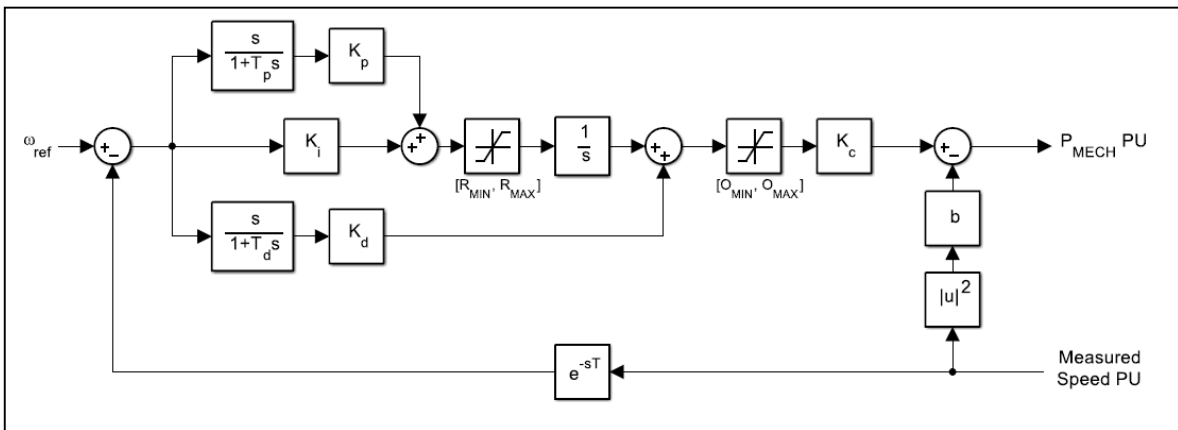


Figura 3: Modelo del Governor PCC3201. Cummins Power Systems

El AVR del PCC3201 se muestra en la Figura 4, y consiste en un controlador PI con una ganancia proporcional, un integrador con limitación de saturación (anti-windup), un delay adelanto-atraso y un limitador previo a la salida V_R . Una referencia de volaje es incluida a través de un delay de primer orden para ajustar la señal de error $V_{ref} - V_{mea}$.

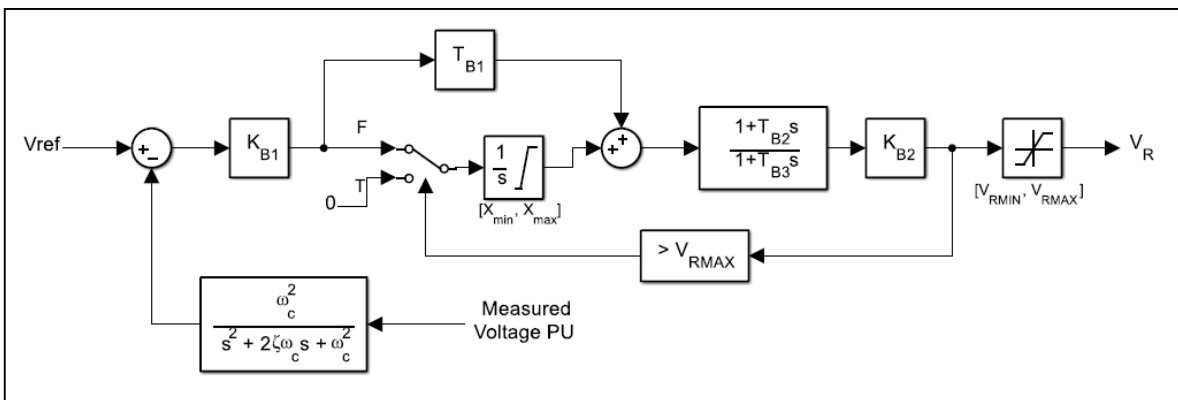


Figura 4: AVR PCC3201. Cummins Power Systems

Cummins PCC3201 Power Control Command posee un modo de control llamada Carga compartida (Load Share Mode). Mientras este modo esta en operación, los generadores conectados en forma física comparten los requerimientos de potencia activa (kW) y reactiva (kVAr). El sistema de control determina la carga de kW en el motor y la carga de kVAr en el alternador como un porcentaje de la

capacidad del generador para luego regular el combustible y la excitación, manteniendo siempre el sistema y el generador al mismo porcentaje de carga sin impactar la regulación de voltaje y frecuencia. Para implementar el modo de carga compartida en PowerFactory DigSILENT, el modelo del AVR debe ser ajustado a "Voltage Control" y el modelo del Gobernador a "Speed Control". Con estos cambios, el modelo ajustará la corriente de campo para mantener el voltaje y frecuencia a sus valores de referencia (1pu y 50 Hz respectivamente) a medida que se van conectando las cargas .

La Figura 5 muestra la curva de capacidad de las unidades de Nave 4. La información clave en esta figura es el límite de estabilidad para un factor de potencia capacitivo, que no supera los 0,2 MVAR por unidad aproximadamente. Esto da como resultado una capacidad de absorción reactiva capacitiva de reactiva 1,2 MVAR.

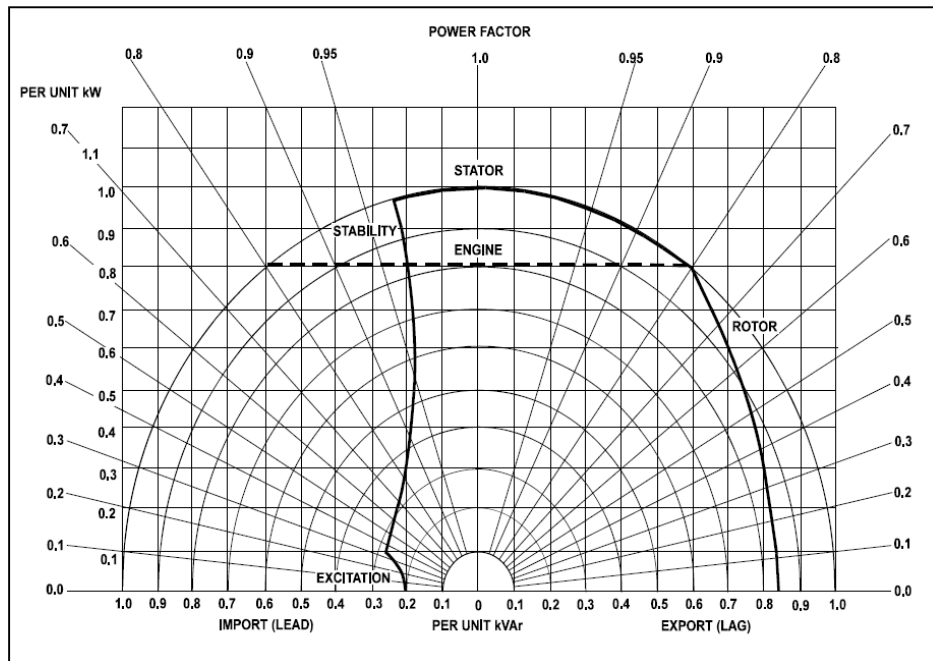


Figura 5: Curva PQ Moto-generadores Cummins 1 p.u. = 2200 kVA

El límite de 1.2 MVAR es una restricción importante al considerar las corrientes de carga de líneas producto de la energización de líneas de transmisión en vacío durante el PRS

4. PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

El plan de arranque en negro describe los pasos que los operadores de transmisión deben seguir para restaurar el sistema con las unidades de arranque en negro. Para la isla de Chiloé, esto incluye una secuencia de transformadores, líneas de transmisión y carga en frío.

Las preocupaciones clave identificadas para Nueva Degan son el control de voltaje y frecuencia. Tanto el voltaje como la frecuencia deben mantenerse dentro de una banda ajustada establecida en la NTSyCS alrededor de los valores nominales para proteger contra daños a los equipos y asegurar el progreso en el proceso de restauración.

Cualquier falla en el equipo dificultará severamente el proceso de restauración y puede requerir comenzar de nuevo con un plan revisado. La operación de las protecciones del sistema también puede ocurrir si el voltaje o la frecuencia están fuera de los rangos aceptables, nuevamente con el potencial de retrasar o detener el proceso.

Los planes de partida en negro deben validarse mediante pruebas o mediante simulación. Si bien la prueba de arranque de las unidades es sencilla, las energizaciones de línea son más complejas ya que implican la des-energización de partes del sistema de transmisión de modo que puedan conectarse a la unidad de arranque en negro, y deben realizarse sin afectar las cargas, lo cual puede no ser siempre posible.

Para validar el plan, generalmente se realiza una simulación en lugar de pruebas de campo. Se realiza un estudio de arranque en negro para verificar la viabilidad de un plan de arranque en negro en términos tanto de estado estacionario como de condiciones de operación transitorias.

4.1. ESTADO INICIAL DEL SISTEMA

Considerando una desconexión completa con el SEN, el estado inicial del sistema es el siguiente::

- Chiloé desconectado del continente (falla en LTx 220kV Melipulli - Chiloé o salida transformador 220/110/23KV 90MVA en S/E Chiloé).
- Centrales San Pedro 1 and 2 no participan en el PRS.
- Todos los interruptores de las líneas de 110 kV abiertos
- Todos los interruptores de los alimentadores abiertos
- Todos los CTBC en modo manual

4.2. PLAN DE ENERGIZACION BOTTOM-UP

El plan propuesto para el PRS es el siguiente:

1. Sincronización a barra muerta Degañ 2 y energización barra 23kV S/E Degañ.
 - a. S / E Degan: Alimentador E1 Butalcura (P: 0.223 MW, fp: 0.74 ind.).
 - b. S / E Degan: Alimentador E2 Quemchi (P: 4.546 MW, fp: 0.98 ind.).

CONFIDENCIAL

2. Energización de transformador Degañ 115 / 24KV 40MVA.
3. Energización de línea 110kV line Chiloé - Degañ.
4. Energización de barra 110kV en S/E Chiloé.
5. Energización de línea 110kV Ancud line - Chiloé.
6. Energización de transformador Ancud 115/69/24 / 13.8KV 16MVA y barra 23kV S/E Ancud.
 - a. S / E Ancud: Alimentador E2 (P: 0.466, fp: 0.99 ind).
 - b. S / E Ancud: Alimentador E1 Pudeto (P: 2,225; fp: 0.99 ind).
 - c. S / E Ancud: Alimentador E3 Chacao f (P: 3,270; fp: 0.90 ind).
 - d. S / E Ancud: Alimentador E4 Quetalmahue (P: 3.872, fp: 0.99 ind).
7. Energización de línea 110kV Chiloé - Dalcahue.
8. Energización de transformador Dalcahue 110/23KV 16MVA y barra 23kV S/E Dalcahue.
 - a. S / E Dalcahue: Alimentador E1 Piruquina Industrial (P: 3.512, fp: 0.93 ind).
 - b. S / E Dalcahue: Alimentador E2 Dalcahue (P: 5.311, fp: 0.98 ind).
9. Energización de línea 110kV Dalcahue - Pid Pid.
10. Energización de transformador Pid Pid (115/69/24 / 13.8KV 16MVA) y barra 23kV
 - a. S / E Pid Pid: Alimentador E2 Pid Pid Norte (P: 0.669, fp: 0.91 ind).
 - b. S / E Pid Pid: Alimentador E3 Castro Centro (P: 2,947; fp: 0.97 ind).
 - c. S / E Pid Pid: Alimentador E1 Castro Alto (P: 6,362, fp: 0.96 ind).
11. Energización de línea 110kV Pid Pid - Castro.
12. Energización de transformador Castro 115/24KV 16MVA y barra 23kV.
 - a. S / E Castro: Alimentador E2 Quichén (P: 3.079, fp: 0.99 ind).
 - b. S / E Castro: Alimentador E1 Gamboa (P: 8.435, fp: 0.99 ind).

5. ANÁLISIS Y SIMULACIONES

5.1. ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

El análisis de estado estacionario incluye:

1. Control de sobre voltajes (Efecto Ferranti).
2. Capacidad de Nave 4 de absorber potencia reactiva (VArS) producida por las corrientes de carga durante la energización de líneas de transmisión en vacío.
3. Simulación paso a paso del PRS.
4. Demostración de capacidad de seguimiento de carga.

El análisis de control de voltaje determina el punto de referencia de voltaje de la unidad generadora de arranque en negro y la configuración de derivación nominal de todos los transformadores que forman parte del plan. Esto asegura un control de voltaje adecuado.

Las simulaciones de flujo de carga se utilizarán para corroborar el voltaje de la barra del extremo receptor de las líneas de transmisión cuando la unidad de arranque negra energiza el transformador elevador y las líneas de transmisión.

La corriente de carga generada por una línea de transmisión en vacío dará como resultado un aumento de voltaje a lo largo de la línea. Los requisitos de carga pueden ser lo suficientemente grandes como para que la unidad de arranque negra absorba potencia reactiva. En generadores síncronos, el devanado del estator produce voltaje en respuesta a un campo magnético producido cuando el devanado del rotor es "excitado" por la corriente de campo. A medida que aumenta la corriente de campo, aumenta el campo magnético resultante y, por lo tanto, el cambio en el voltaje producto de la conexión de una carga al generador cambia la cantidad de corriente de campo requerida para mantener el voltaje en el valor ajustado. Cuando la carga agregada tiene un factor de potencia inductivo, la corriente de campo requerida aumenta; cuando la carga agregada tiene un factor de potencia capacitivo, la corriente de campo requerida disminuye.

En algún valor de carga de factor de potencia capacitivo, la corriente de campo requerida para mantener el voltaje disminuye a cero. En este punto, no hay capacidad para controlar el voltaje y el voltaje del generador aumentará hasta que la protección de sobre excitación (OEL) lo detenga.¹

¹ Cuando un generador esta sincronizado con la red, este efecto es indiferente puesto es la red la que fija la tensión en bornes. Por tal razón el voltaje no aumenta. Sin corriente de campo, el generador no puede proveer torque, volviendose inestable.

CONFIDENCIAL

Basados en la información presentada en la Tabla 1, el efecto Ferranti y los requerimientos de potencia reactiva pueden ser calculados como sigue:

$$E_r = E_s / (1 - w^2LC) \quad \text{kV} \quad (1)$$

donde:

- E_r: Voltaje extremo receptor
- E_s: Voltaje fuente
- w: Frecuencia angular
- L: Inductancia de la línea de transmisión
- C: Capacitancia de la línea de transmisión

The reactive power requirement can be calculated as follows:

$$Q = E_s^2 \cdot \tan\left(2\pi L/\lambda\right) \cdot \sqrt{L/C} \quad \text{MVA}r \quad (2)$$

donde:

- Q: Potencia reactiva requerida por la línea de transmisión en vacío
- E_s: Voltaje fuente
- λ: longitud de onda
- L: Inductancia de la línea de transmisión
- C: Capacitancia de la línea de transmisión

Los resultados son los siguientes:

Línea de transmisión	L km	r Ω/km	l mH/km	g μS/km	c μF/km	Es kV	Er kV	Q MVAr
Ancud - Chiloé	28.87	0.27	1.23	0.00	0.01	110.00	110.10	1.47
Chiloé - Dalcahue	25.00	0.27	1.23	0.00	0.01	110.00	110.08	1.08
Dalcahue - Pid Pid	7.78	0.27	1.33	0.00	0.01	110.00	110.01	0.34
Pid Pid - Castro	8.07	0.27	1.20	0.00	0.01	110.00	110.01	0.34
Castro - Chonchi	17.89	0.26	1.21	0.00	0.01	110.00	110.04	0.79
Chonchi - Quellon	58.38	0.30	1.22	0.00	0.01	110.00	110.44	2.53

Tabla 3: Efecto Ferranti y requerimientos de potencia reactiva

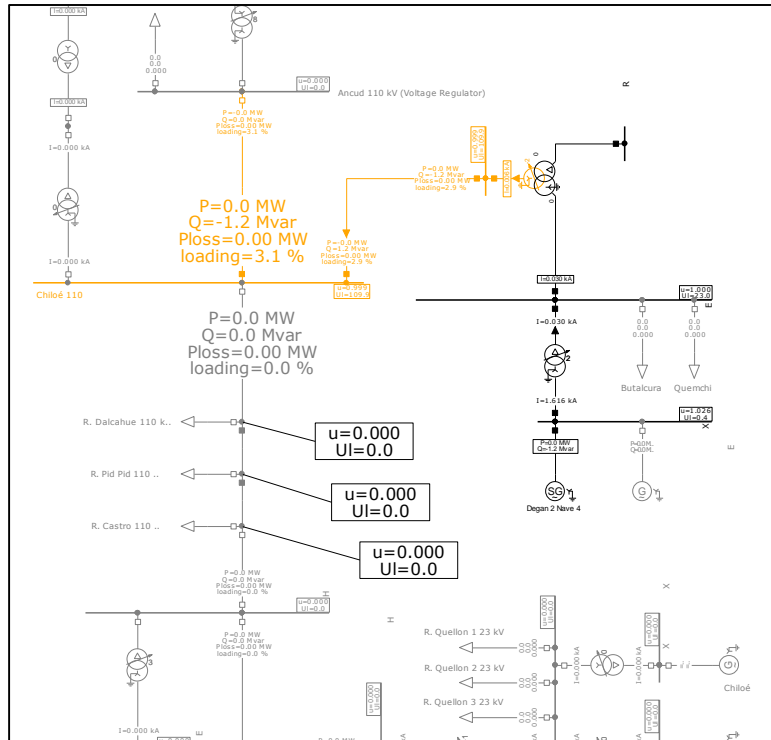


Figura 6: Efecto Ferranti. TL Ancud - Chiloé

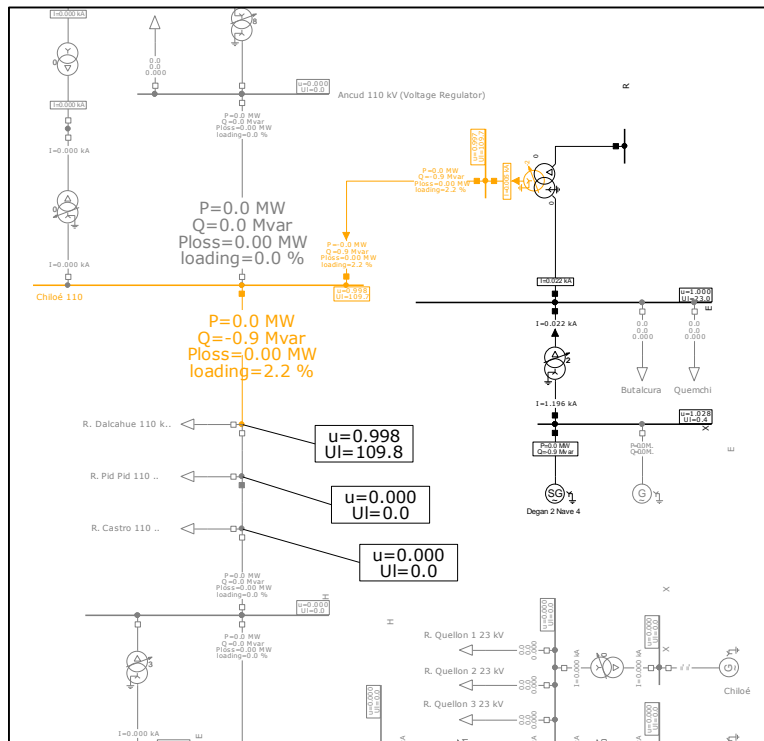


Figura 7: Efecto Ferranti. TL Chiloé - Dalcachue

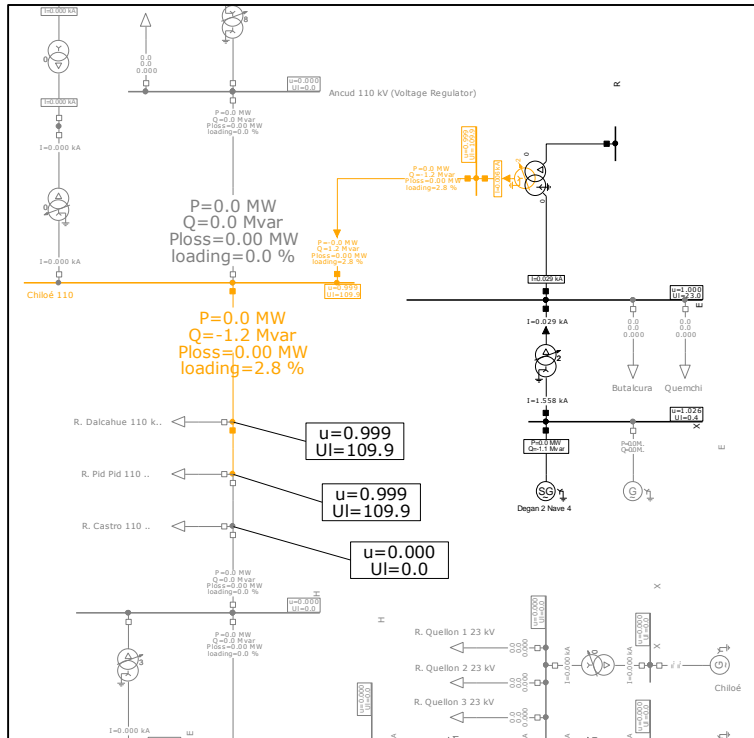


Figura 8: Efecto Ferranti: TL Chiloé - Dalcahue - Pid Pid

Línea de Transmisión	L km	Es kV	Er kV	Q MVar	Er kV	Q MVar
Ancud - Chiloé	28.87	110.00	110.10	1.47	110,0	1.2
Chiloé - Dalcahue	25.00	110.00	110.08	1.08	109.8	0.9
Chiloé - Dalcahue - Pid Pid	7.78	110.00	110.01	1.42	109.9	1.2
Chiloé - Dalcahue - Pid Pid - Castro	8.07	110.00	110.01	1.78	110.1	1.4
Castro - Chonchi	17.89	110.00	110.04	0.79		
Chonchi - Quellon	58.38	110.00	110.44	2.53		

Tabla 4: Requerimientos de Potencia Reactiva. Comparación de resultados

Los requerimientos de potencia reactiva de la línea Chiloé – Dalcahue – Pid-Pid – Castro son mayores que la capacidad de absorción de Nave 4, por lo cual la simulación no converge puesto se supera su límite de reactivos mínimo.

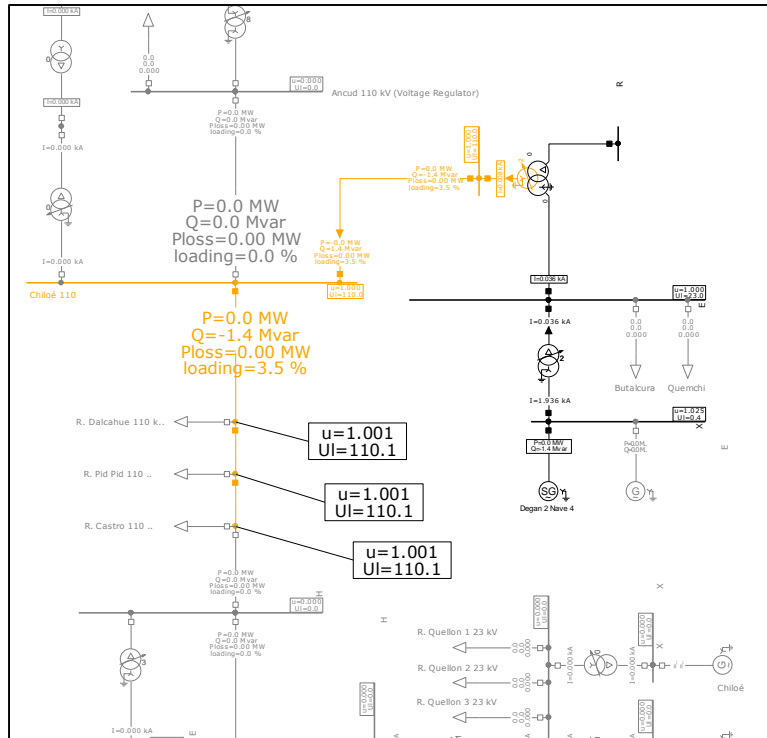


Figura 9: Efecto Ferranti. TL Chiloié - Dalcahue - Pid Pid – Castro

```

DlgSI/info - Unresolved control conditions detected. Further outer loop iterations required.
DlgSI/err - Outer loop did not converge. Maximum number of iterations reached.
DlgSI/info - -----
DlgSI/info - Report of Control Condition for Relevant Controllers
DlgSI/info - -----
DlgSI/info - '11-Araucanía 66 kV\Degan 2 Nave 4.ElmSym':
DlgSI/info - 'Degan 2 Nave 4' : Minimum Active Power reached ( P = Pmin = 0.00 MW )
DlgSI/info - -----
DlgSI/info - '11-Araucanía 66 kV\degan.ElmStactrl':
DlgSI/wrng - 'Degan 2 Nave 4' : Minimum Reactive Power Limit exceeded ( Q = -1.43 Mvar < Qmin = -1.28 Mvar )
DlgSI/info - -----
DlgSI/err - last command leads to error(s), see output window!
    
```

Box 1: No convergencia de Flujo de Potencia por exceder límite mínimo de Potencia Reactiva

La solidez del plan ante la pérdida de un componente del sistema también es valiosa, ya que es razonable suponer que los eventos que condujeron al apagón podrían ocasionar la falta de disponibilidad de algunos equipos durante el período de restauración. En general, las sobrecargas térmicas no son un problema, ya que el sistema está ligeramente cargado, aunque esto pudiese convertirse en un problema a medida que se avanza en la restauración y se toma carga.

En caso de que los alimentadores no estén disponibles para proporcionar un factor de potencia inductivo, no todas las líneas de transmisión podrán energizarse. Este resultado sugiere que el PRS se divida en dos etapas.

1. Etapa 1: Desde S/E Ancud hasta SE Chiloé (Norte de la isla)
2. Etapa 2: Desde S/E Chiloé hasta S/E Castro (Sur de la isla)

5.1.1. Etapa 1

Los pasos considerados para la Etapa 1 son los siguientes:

1. Sincronización a barra muerta Degañ 2 y energización barra 23kV S/E Degañ.
 - a. S / E Degañ: Alimentador E1 Butalcura (P: 0.223 MW, fp: 0.74 ind.).
 - b. S / E Degañ: Alimentador E2 Quemchi (P: 4.546 MW, fp: 0.98 ind.).
2. Energización de transformador Degañ 115 / 24KV 40MVA.
3. Energización de línea 110kV line Chiloé - Degañ.
4. Energización de barra 110kV en S/E Chiloé.
5. Energización de línea 110kV Ancud line - Chiloé.
6. Energización de transformador Ancud 115/69/24 / 13.8KV 16MVA y barra 23kV S/E Ancud.
 - a. S / E Ancud: Alimentador E2 (P: 0.466, fp: 0.99 ind).
 - b. S / E Ancud: Alimentador E1 Pudeto (P: 2,225; fp: 0.99 ind).
 - c. S / E Ancud: Alimentador E3 Chacao f (P: 3,270; fp: 0.90 ind).
 - d. S / E Ancud: Alimentador E4 Quetalmahue (P: 3.872, fp: 0.99 ind).

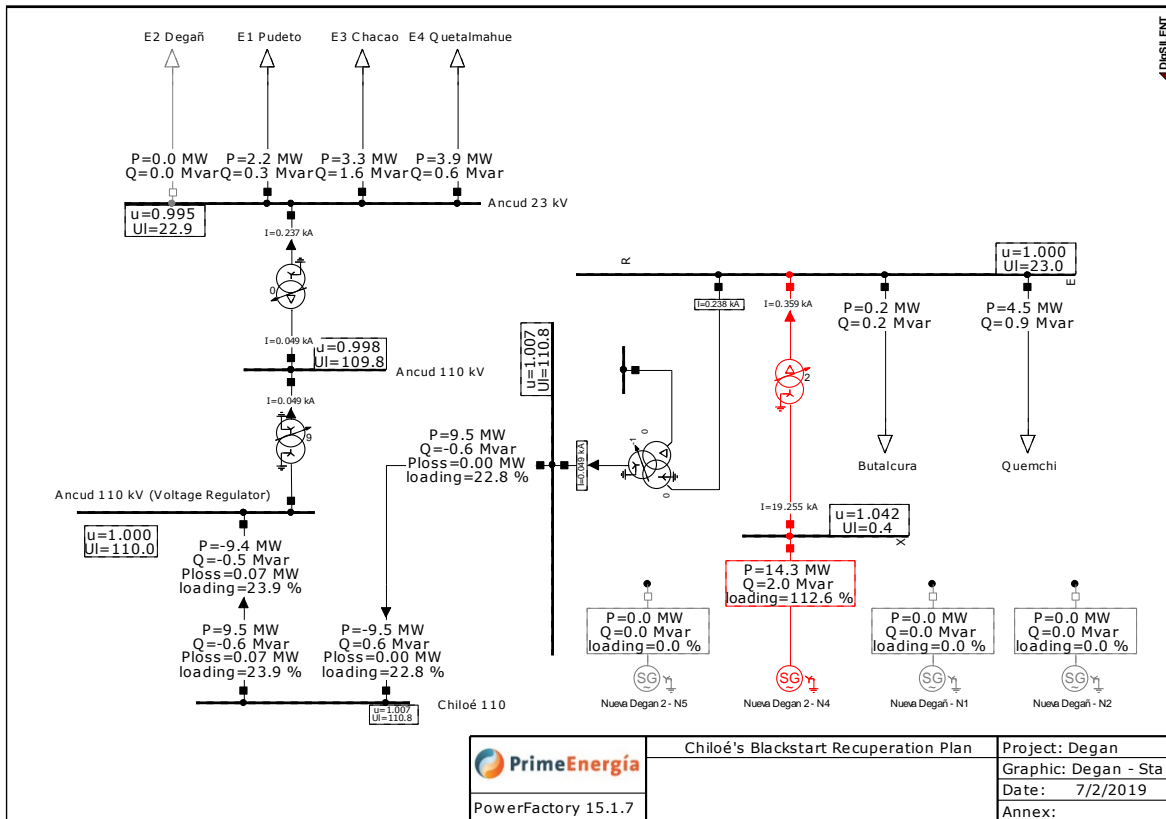


Figura 10: Etapa 1 – Análisis de flujo de potencia.

Únicamente con Nave 4 sincronizada, el alimentador E1 Pudeto feeder no puede ser energizado. En este punto, Nave 5 será simulada entrando en operación ajuste a 1 MW cada una de sus unidades².

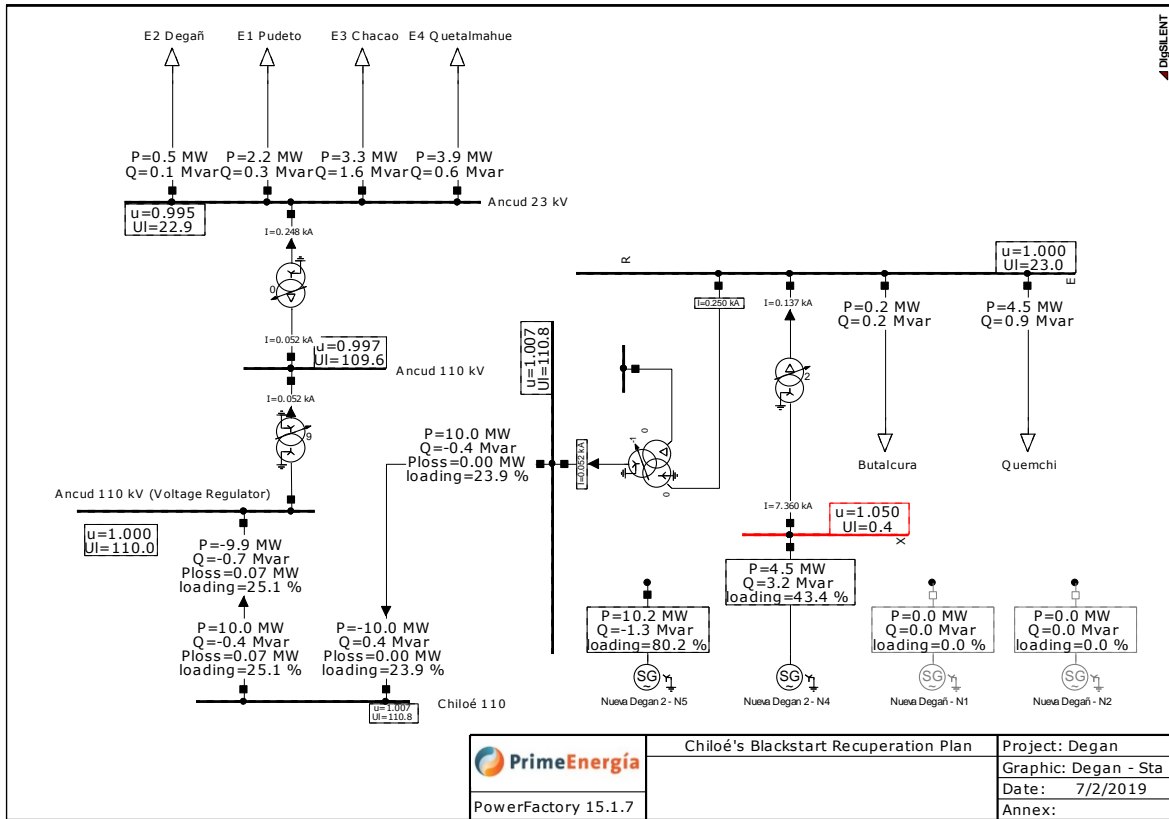


Figura 11: Etapa 1 completada con Nave 4 y Nave 5 de Central Nueva Degan 2.

5.1.2. Etapa 2

Los pasos considerados para la Etapa 2 son los siguientes:

7. Energización de línea 110kV Chiloé - Dalcahue.
8. Energización de transformador Dalcahue 110/23KV 16MVA y barra 23kV S/E Dalcahue.
 - a. S / E Dalcahue: Alimentador E1 Piruquina Industrial (P: 3.512, fp: 0.93 ind).
 - b. S / E Dalcahue: Alimentador E2 Dalcahue (P: 5.311, fp: 0.98 ind).
9. Energización de línea 110kV Dalcahue - Pid Pid.
10. Energización de transformador Pid Pid (115/69/24 / 13.8KV 16MVA) y barra 23kV
 - c. S / E Pid Pid: Alimentador E2 Pid Pid Norte (P: 0.669, fp: 0.91 ind).
 - d. S / E Pid Pid: Alimentador E3 Castro Centro (P: 2,947; fp: 0.97 ind).

² Debe ser incluido como parte de los pasos del PRS.

e. S / E Pid Pid: Alimentador E1 Castro Alto (P: 6,362, fp: 0.96 ind).

11. Energización de línea 110kV Pid Pid - Castro.

12. Energización de transformador Castro 115/24KV 16MVA y barra 23kV.

f. S / E Castro: Alimentador E2 Quichén (P: 3.079, fp: 0.99 ind).

g. S / E Castro: Alimentador E1 Gamboa (P: 8.435, fp: 0.99 ind).

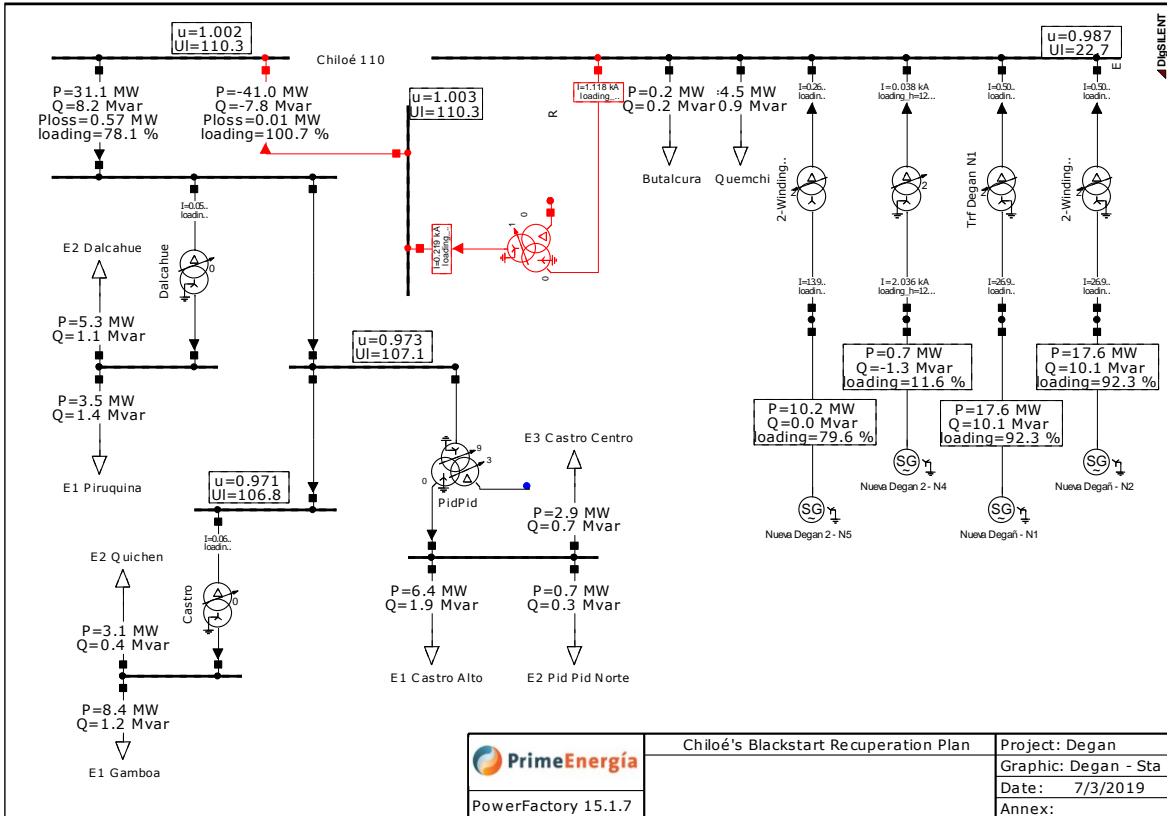


Figura 12: Etapa 2 completada con Naves 1 and 2 de Nueva Degan, y Nave 4 y 5 de Nueva Degan 2.

Los resultados de estado estacionario muestran que el transformador en S/E Degan y la línea aérea están sobrecargados debido a la potencia reactiva requerida por el PRS. Basado en los resultados, un condensador de 10 MVar colocado en la subestación de Chiloé resolvería la sobrecarga de la línea aérea. La sobrecarga del transformador puede abordarse teniendo en cuenta la capacidad de sobrecarga requerida por el NTSyCS. Este valor suele ser del 120%, por lo tanto, no se necesita equipo adicional.³

Una vez que se ha completado el análisis de estado estacionario, sigue un análisis dinámico del PRS. El análisis dinámico comienza desde un punto operativo estable que representa un paso en el PRS.

El modelado del generador, sistema de excitación y regulador de velocidad es parte importante de los resultados. También es deseable probar el equipo generador (AVR, Gobernador y protecciones) en condiciones de estrés, como sobreexcitación y subexcitación. El modelo de gobernador debe tener en cuenta si la máquina funciona en modo de control isócrono o de caída.

³ Debe ser confirmado por SAESA.

5.2. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

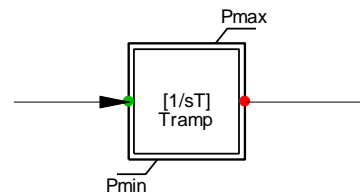
El análisis dinámico del PRS incluye las siguientes etapas:

- Control de carga-frecuencia
- Control de voltaje
- Evaluación de sobre excitación

El análisis preliminar mostró que utilizando únicamente la configuración de Control de Velocidad y Control de Voltaje del modelo homologado de Nave 4 no funcionaba para cargas mayores que la potencia nominal de un motor. Esto se resolvió con un modelo de carga compartida que conecta los 6 motores y establece los requisitos de operación como se describe al final de la Sección 3.2.1. El modelo se desarrolló de tal forma que permitió configurar 1 máquina como equivalente de los seis motores Cummins en la Nave 4,

El resultado de este ajuste permite conectar cargas mayores de 1,7 MW al sistema isleño (rampa o escalón), permitiendo la simulación del PRS. Adicionalmente, se implementó un ajuste adicional en el Modelo Compuesto para permitir un aumento de las potencias de las Naves restantes para el seguimiento de carga. Esto se hizo incluyendo una función de rampa de la siguiente manera:

$$y = 1/sT * u$$



La siguiente secuencia fue implementada en PowerFactory DlgSILENT para la etapa 1 definida en el Título 5.1.1:

Nº	Paso de simulación	Tiempo (seconds)
1	01 Butalcura (Degan)	10
2	02 Quemchi (Degan)	20
3	03 Degan 40 MVA Transformer	30
4	04 OHL Chiloe - Degan	40
5	05 OHL Ancud - Chiloe	50
6	06 Voltage Regulator Ancud	60
7	07 Ancud 16 MVA Transformer	70
8	08 1st Ramp-up Nave 5 (start)	85
9	09 1st Ramp-up Nave 5 (end)	90
10	10 E4 Quetalmahue	100
11	11 E3 Chacao (Ancud)	110
12	12 2nd Ramp-up Nave 5 (start)	115
13	13 2nd Ramp-up Nave 5 (end)	125
14	14 E2 Degan (Ancud)	130
16	15 E1 Pudeto (Ancud)	150
17	OHL Chiloé - Dalcahue	170.
18	Dalcahue 16 MVA Transformer	190.
19	1st Ramp-up Nave 1	195.
20	1st Ramp-up Nave 1	210.
21	E1 Piruquina	225.

Nº	Paso de simulación	Tiempo (seconds)
22	2nd Ramp-up Nave 1	250.
23	2nd Ramp-up Nave 1	265.
24	E2 Dalcahue	275.
25	OHL Dalcahue - Pid Pid	295.
26	3rd Ramp-up Nave 1	330.
27	3rd Ramp-up Nave 1	345.
28	Trafo Pid Pid 110/23	360.
29	E2 Pid Pid Norte	365.
30	E1 Castro Alto	370.
31	1st Ramp-up Nave 2	385.
32	1st Ramp-up Nave 2	393.
33	E3 Castro Centro	415.
34	OHL Pid Pid - Castro	430.
35	Castro 16 MVA Transformer	445.
36	E2 Quichen	450.
37	2nd Ramp-up Nave 2	500.
38	2nd Ramp-up Nave 2	507.
39	E1 Gamboa	515.

Tabla 5: Etapas de simulación para la Etapa 1

Los resultados obtenidos se presentan desde la Figura 13 hasta la Figura 20.

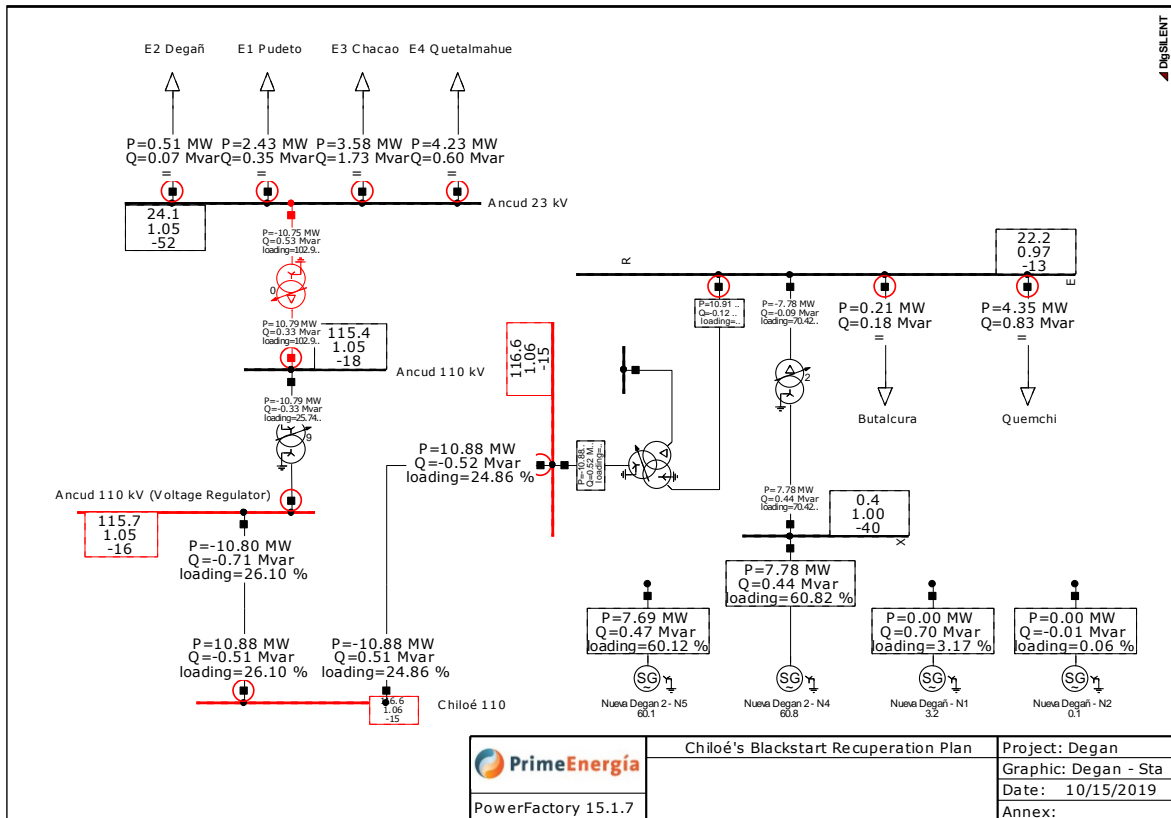


Figura 13: (Sector norte de Chiloé) Resultados post simulación

Los círculos rojos indican los eventos de cierre de los interruptores de los diferentes elementos.

Los resultados muestran que la regulación de voltaje en la barra de 23kV de S/E Degan depende exclusivamente del controlador del valor de ajuste del AVR de Nave 4. Como se muestra en la

Figura 11, para mantener un valor de 1.p.u. en la barra de 23kV, es necesario ajustar el valor de referencia en las unidades (nivel de 400 V) en 1,05 p.u. Si bien es posible obtener dicho valor de las unidades, las simulaciones dinámicas no consideraron ajustar la referencia de tensión del AVR por sobre la unidad, obteniendo siempre valores en torno a 0,95 p.u. para la barra de 23kV de SE Degan. Lo anterior no implica incumplimientos normativos y permite asegurar la integridad y seguridad de las unidades de la central.

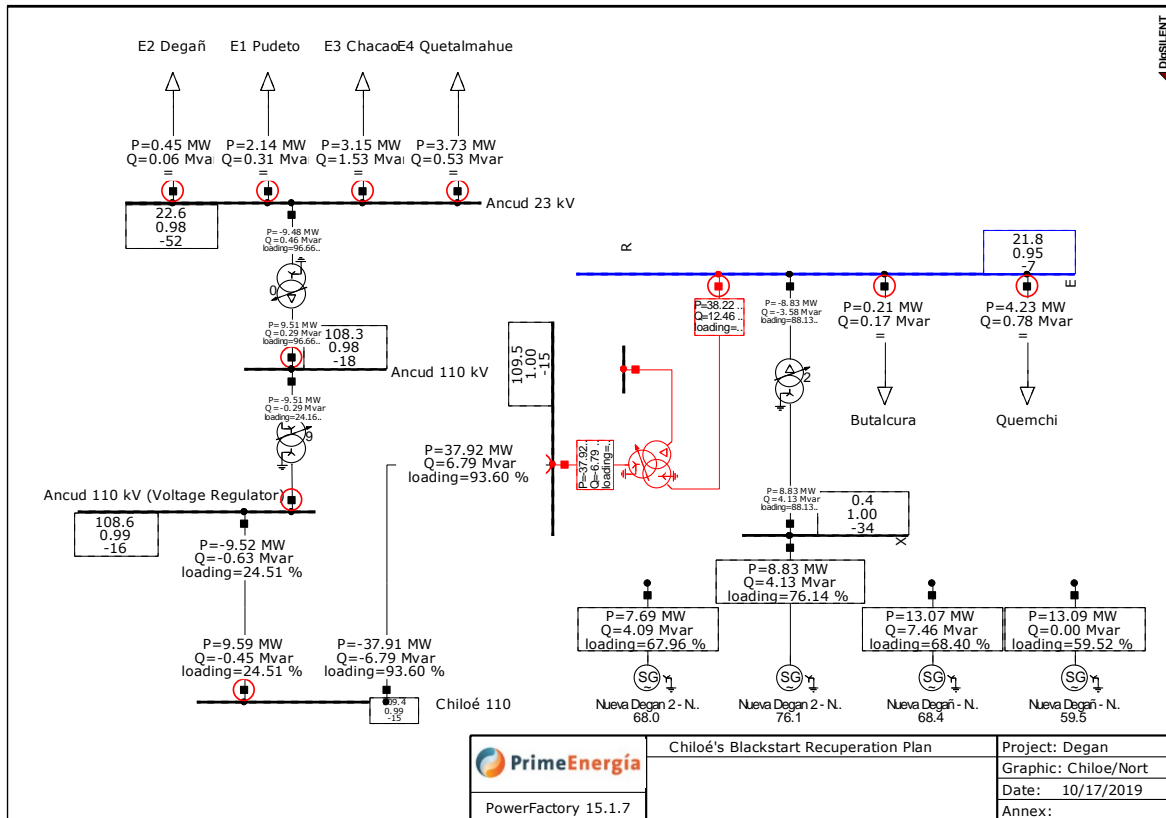


Figura 14: (Sector norte de Chiloé) Resultados post simulación

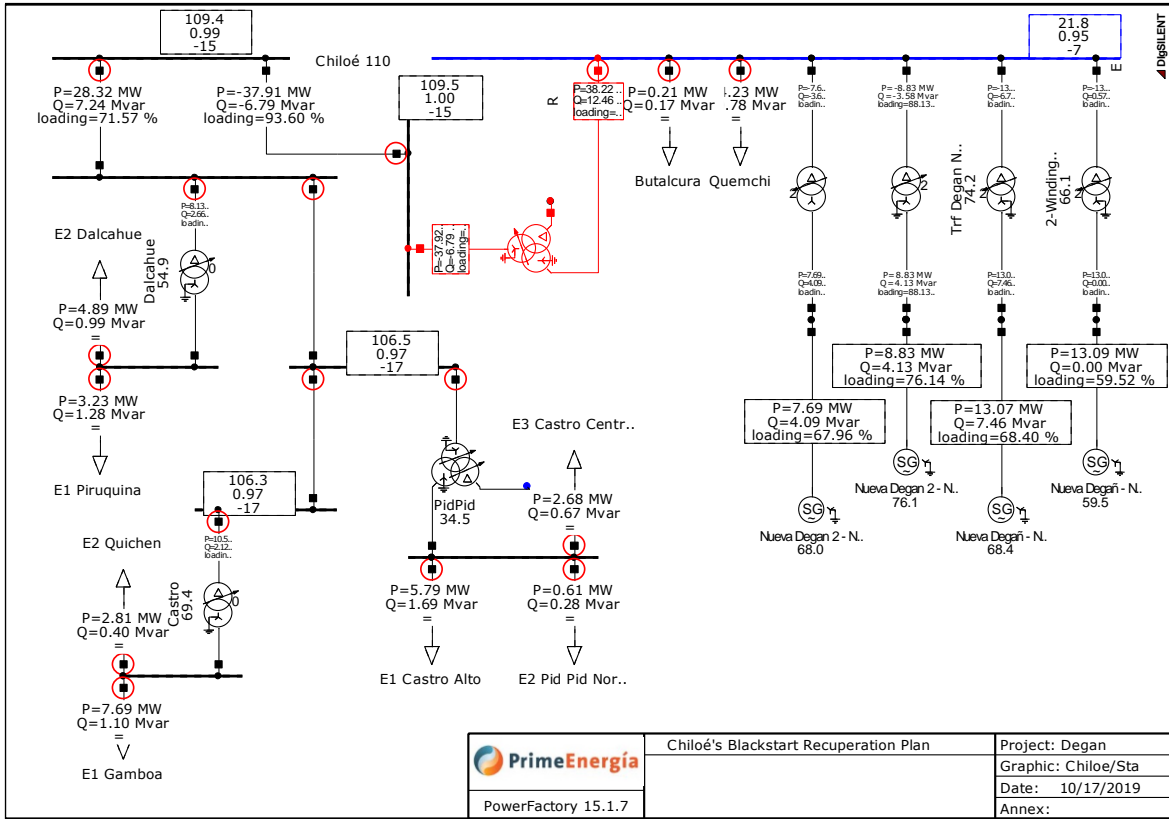


Figura 15: (Parte sur de Chiloé). Resultados post simulación

De la Figura 13 es claro que es el AVR de Nave 4 quien control la tensión. El PCC3201 no aumenta la tensión en bornes.

Las posiciones de Tap en subestación Degan y Chiloé se han ajustado para obtener la mayor tensión en HV, tomando en consideración que ante cada conexión de carga el voltaje disminuye.

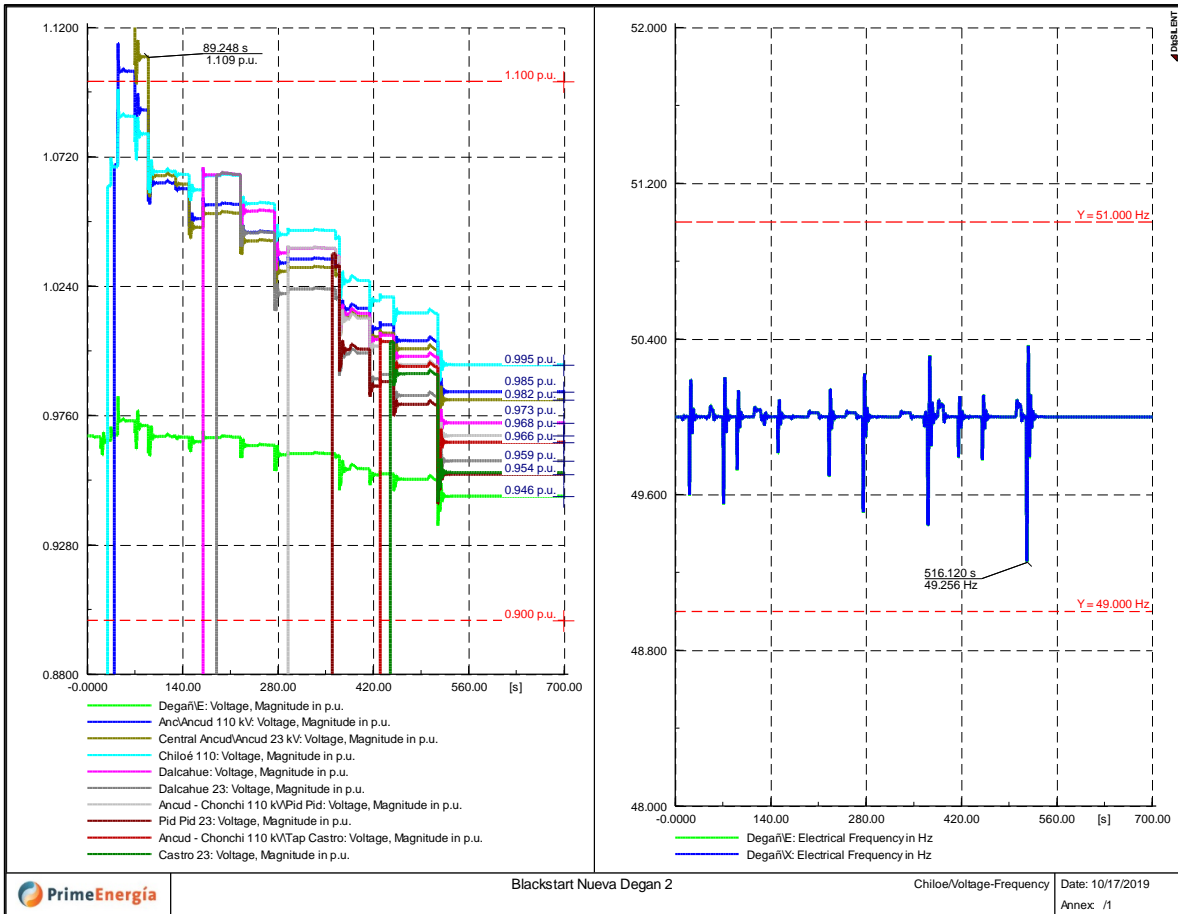


Figura 16: Voltaje y frecuencia en barras de 110kV..

La Figura 16 muestra que tanto el voltaje como la frecuencia son mantenidos por los controladores AVR y Governor de Cummins AVR modelados en PowerFactory. El valor de frecuencia más bajo se obtiene cuando Quemchi (4,5 MW, 0,98 fp ind) se conecta a la red.

Para evitar estos problemas, se recomienda que para la tome de carga en frío se considere una aceleración de unos minutos al cerrar los diferentes alimentadores de distribución.

La energización de las líneas de transmisión dará como resultado un aumento de voltaje debido a las corrientes de carga. Los requisitos de carga pueden ser lo suficientemente grandes como para que la unidad de arranque negra absorba la potencia reactiva, como se muestra en la Figura 19 y la Figura 20. Existe el potencial de autoexcitación si la corriente de carga es alta en relación con el tamaño de la unidad generadora. [21]

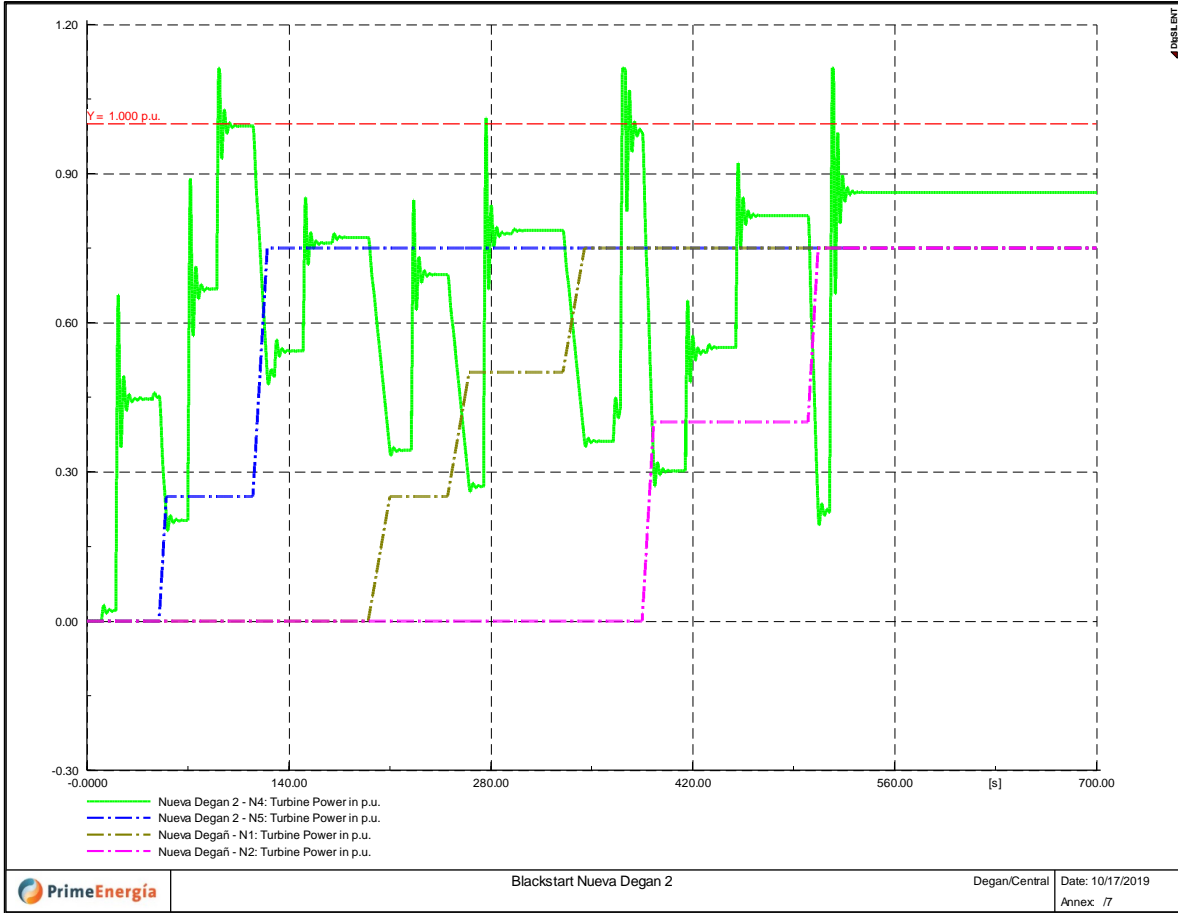


Figura 17: Droop control de Nave 4 y toma de carga de Naves 1, 2, and 5.

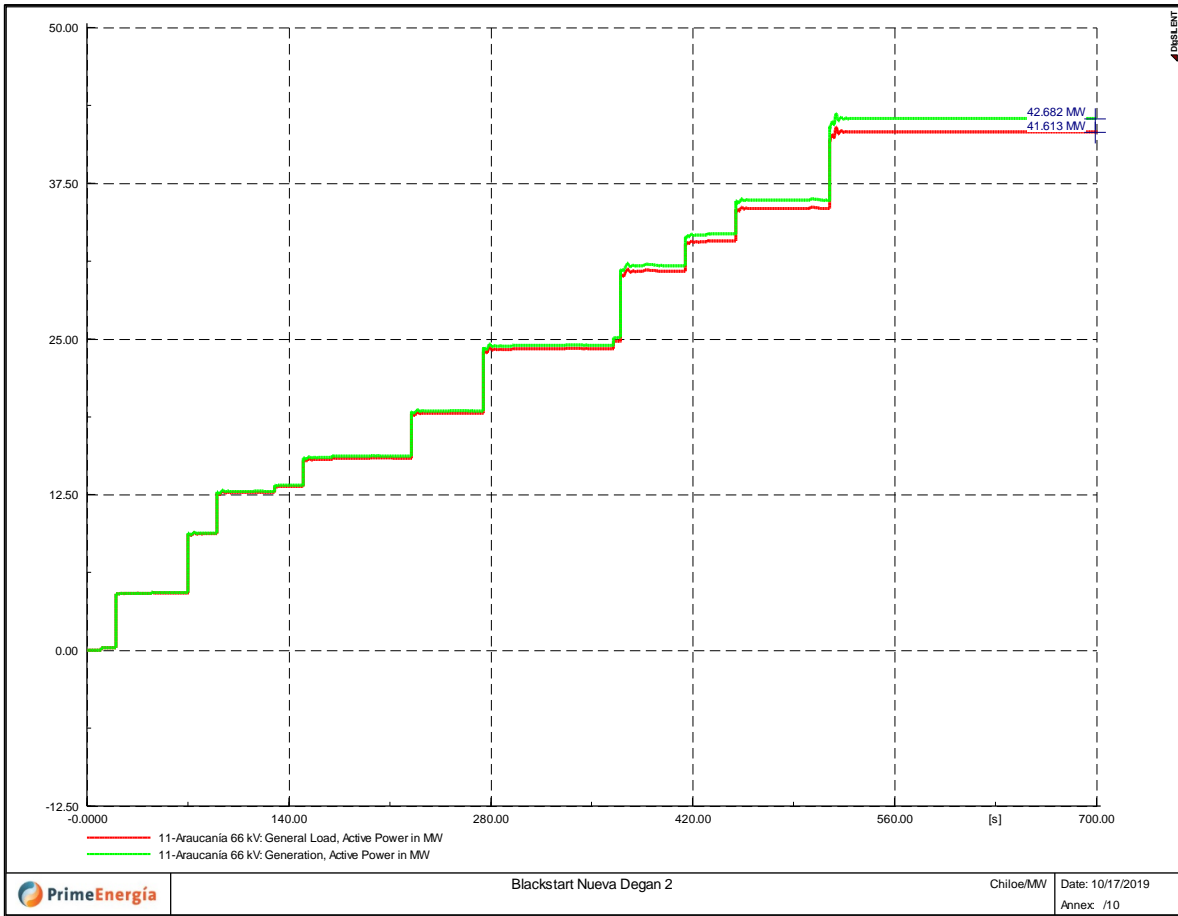


Figura 18: Potencia Activa total generación – carga en Isla de Chiloé.

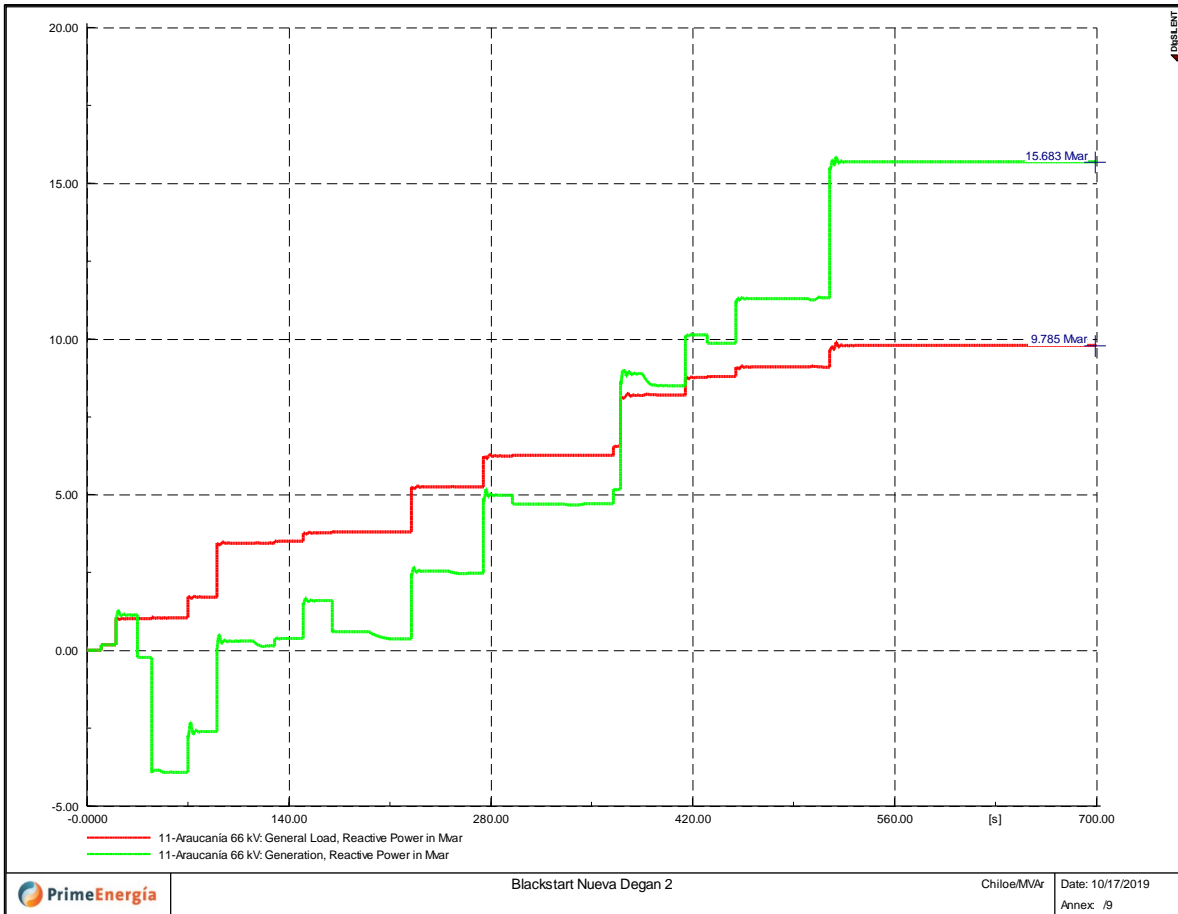


Figura 19: Potencia Reactiva total Generación – Carga en Isla de Chiloé.

La Figura 18 y la Figura 19 muestran el comportamiento de la potencia activa y reactiva en Chiloé, pero más importante, ilustran la respuesta de la Nave 4 de Central Nueva Degan 2 a los requerimientos de potencia del PRS, la cual es estable y amortiguada.

Es importante notar que los modelos de carga en DigSILENT no tienen implementada una dependencia al voltaje, lo cual deberá ser considerado durante las pruebas de verificación.

Como resultado, se detectó que para una mejor performance del PRS, es recomendable mantener la Nave 4 (slack) siempre por debajo del 80% de su valor nominal.

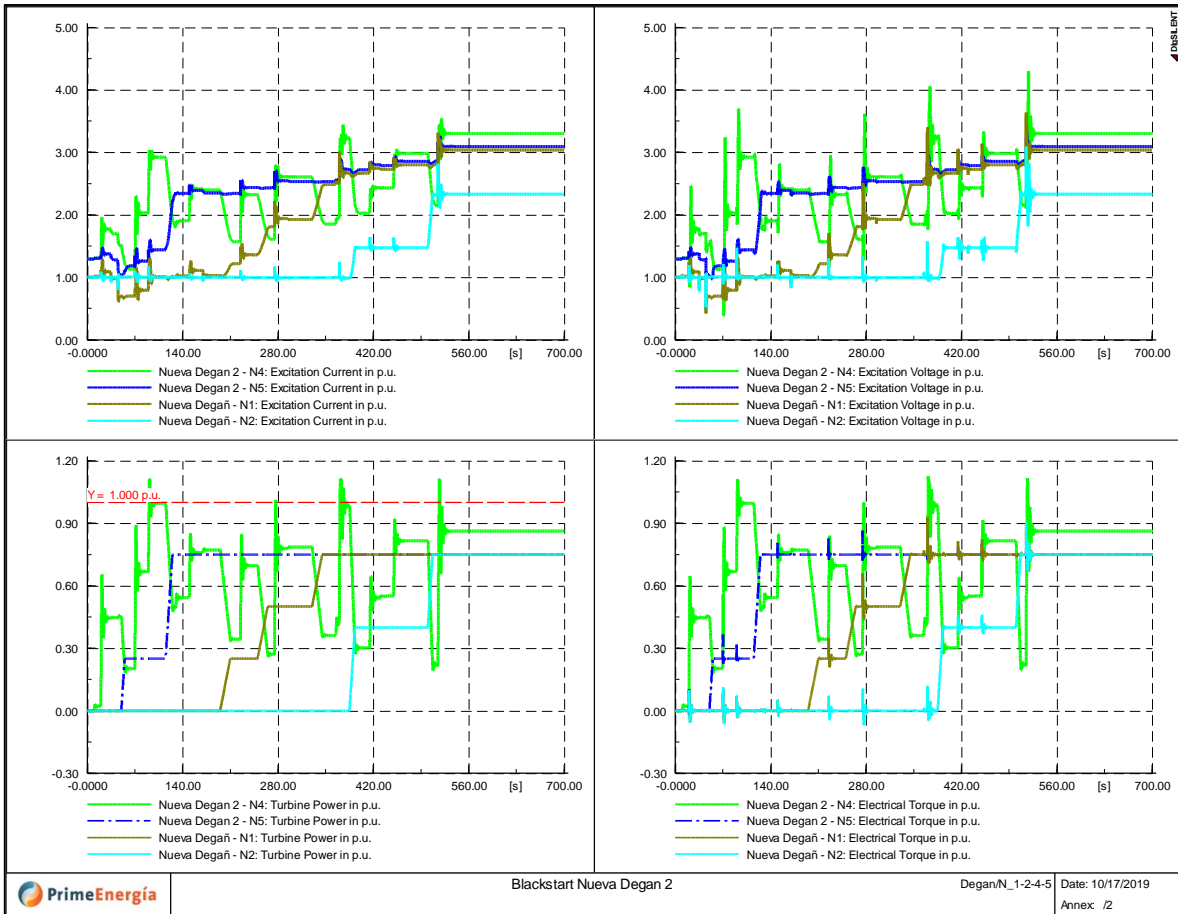


Figura 20: Corriente y Voltaje de Excitación, Torque y velocidad de Naves 1-2 y Naves 4-5.

La frecuencia del sistema de arranque en negro está controlada por el regulador de velocidad de los generadores síncronos de Nave 4. En los sistemas de potencia multi-máquinas con unidades que operan en paralelo, se recomienda que todos los motores primarios que suministran la energía mecánica a los generadores operen en un modo de control amortiguado. Esto proporciona un reparto estable de la carga del sistema eléctrico entre todas las unidades; sin embargo, debido a la característica proporcional del control del regulador de velocidad, siempre permanecerá un error de frecuencia en estado estable en el sistema.

El control de frecuencia suplementario, en forma de un modo de controlador integral puro, seguirá la acción del control de frecuencia primaria de los reguladores de velocidad para eliminar este error de frecuencia indeseable de estado estacionario.

La automatización del proceso de control de frecuencia puede ser realizada por el regulador de velocidad del motor primario operado en modo de control de frecuencia constante o isócrono. En este modo de control PID, el error de frecuencia de estado estable es cero. Los motores diésel Cummins poseen modo de funcionamiento isócrono, que puede seleccionarse mediante un simple cambio de comando.

La regulación de voltaje se obtiene a través del sistema de excitación del generador. El sistema de excitación se debe operar con el AVR en servicio. Como se indicó anteriormente, está claro que el voltaje programado del generador debe ajustarse durante todo el proceso de restauración, a medida que se levanta la carga.

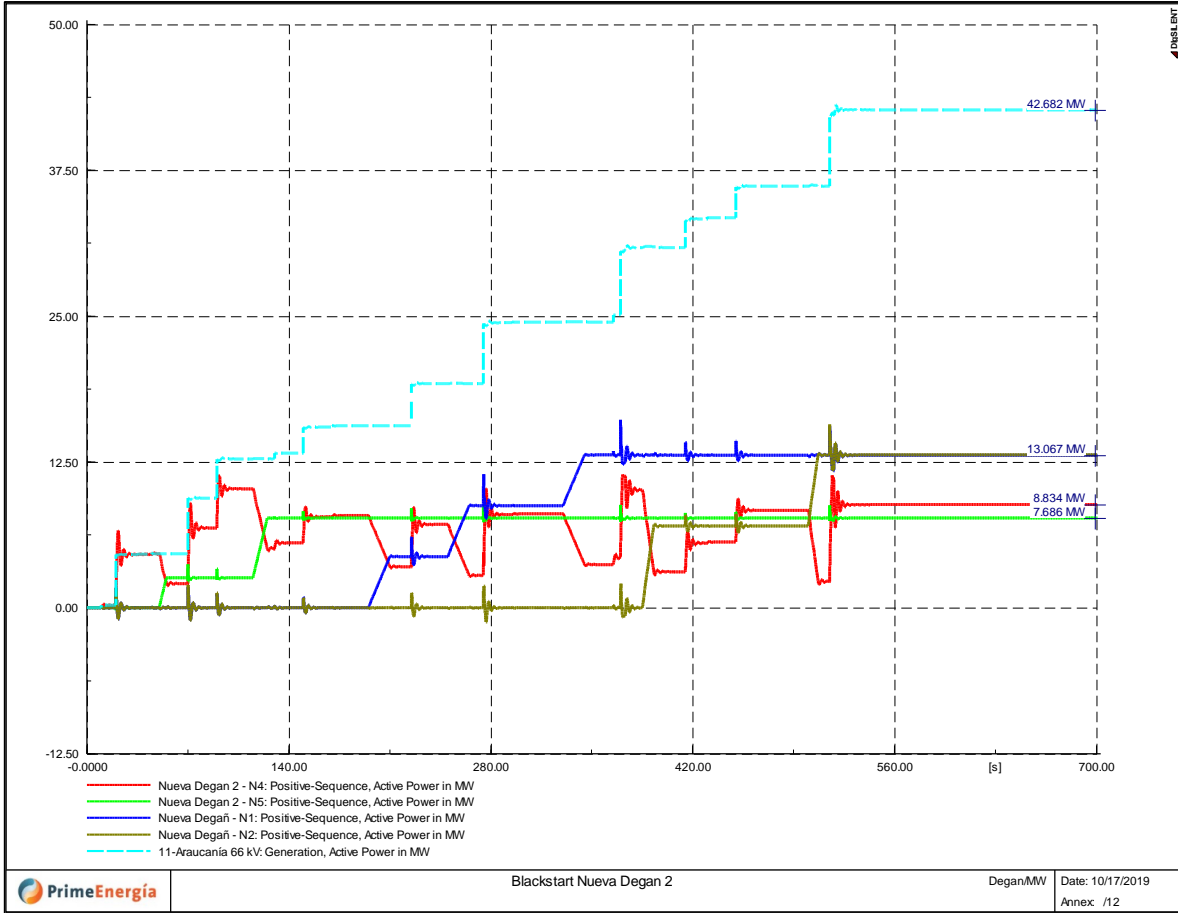


Figura 21: Potencia Activa por Nave – Central Nueva Degan.

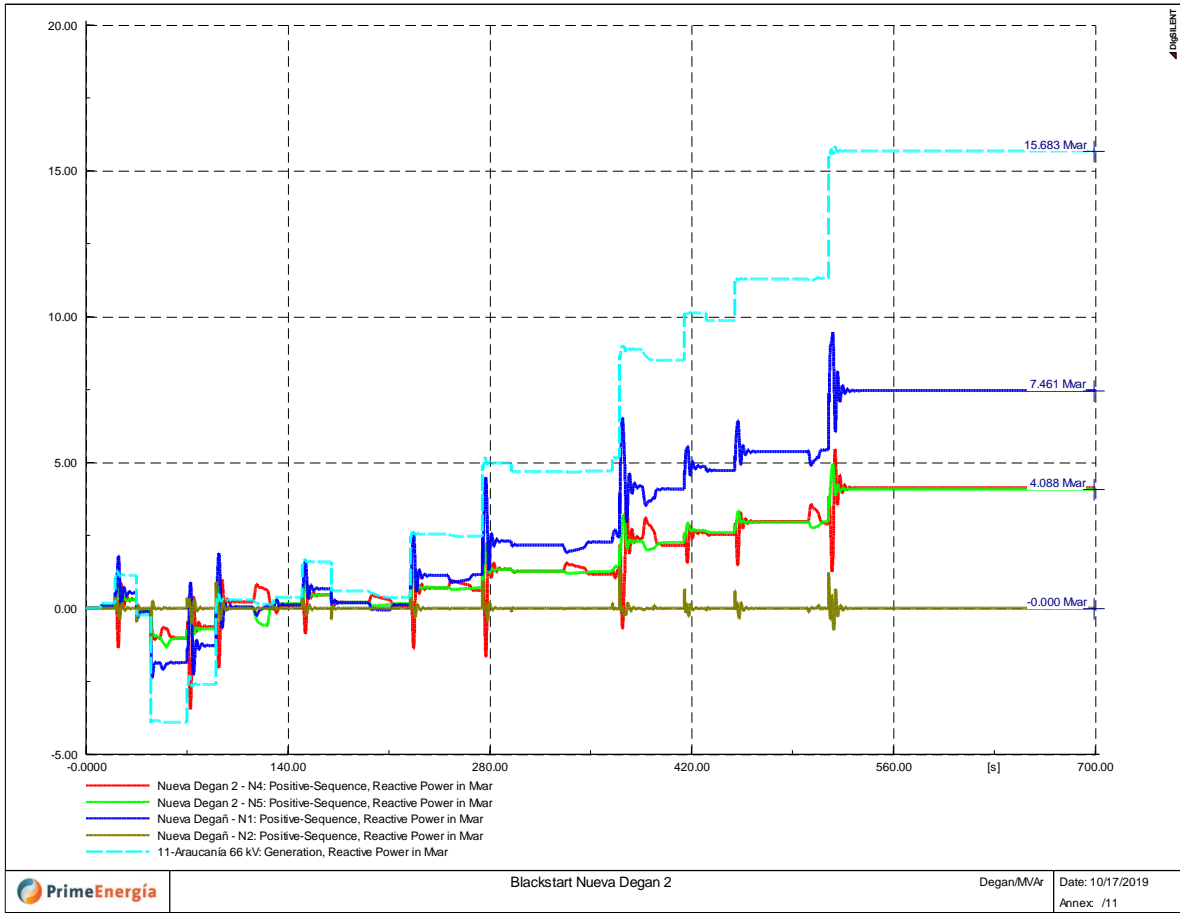


Figura 22: Potencia reactiva por Nave – Central Nueva Degan.

5.3. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL

El problema de estabilidad de pequeña señal está relacionado con la amortiguación insuficiente de las oscilaciones del sistema. Durante la operación de arranque en negro, pueden encontrarse problemas locales asociados con oscilaciones entre rotores de generadores cercanos entre sí. Tales oscilaciones, llamadas oscilaciones entre máquinas o en modo inter-planta, tienen frecuencias usualmente en el rango de 0,7 a 2 Hz.

Durante las simulaciones realizadas en el Análisis de Estabilidad Transitoria, se seleccionaron tres condiciones para un análisis modal. Estas condiciones fueron seleccionadas de la Figura 21, en la cual la separación más amplia del ángulo del rotor de la máquina de referencia (Nave 4) se encontró para la Nave 2 de la Planta de Energía Degan N°1.

Tiempo sec	Modo	Parte real 1/s	Parte Imaginaria rad/s	Frecuencia de amortiguación Hz	Amortiguamiento 1/s	Razón de amortiguación	Const. Tiempo s	A1/A2
110	00031	-1.53	5.87	0.93	1.53	0.25	0.65	5.15
313	00018	50.08	4.61	0.73	50.08	1.00	0.02	#INF
313	00030	-2.57	6.53	1.04	2.57	0.37	0.39	11.83
511	00029	-9.53	10.43	1.66	9.53	0.67	0.10	310.61

Tabla 6: Valores propios y modos oscilatorios en tres instantes de tiempo durante Blackstart

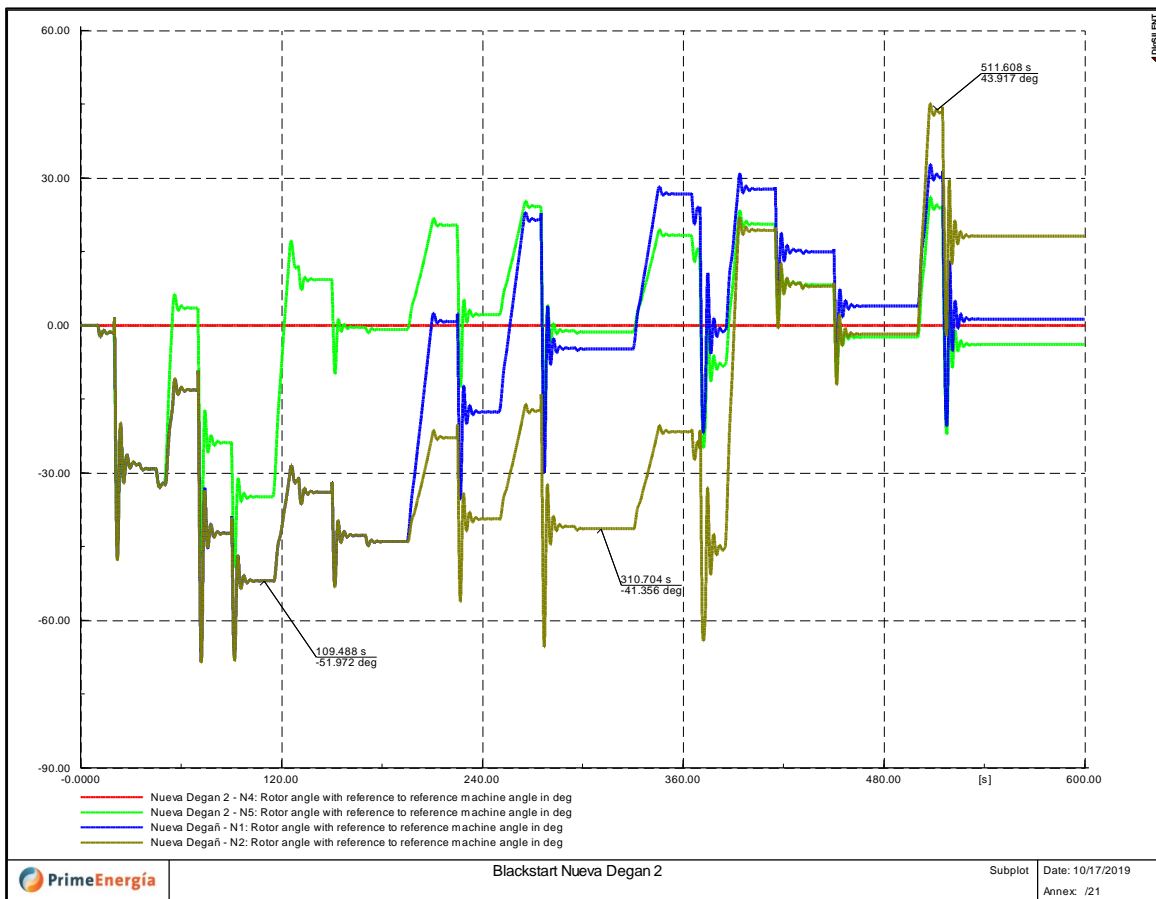


Figura 23: Ángulo rotórico Naves 1,2 y 5 en referencia a Nave 4.

Los modos electromecánicos son aquellos fenómenos oscilatorios relacionados con el intercambio de energía cinética entre generadores síncronos. Matemáticamente hablando, estos modos se identifican como aquellos que tienen los mayores factores de participación relacionados con el ángulo del rotor o la velocidad angular de los generadores síncronos. El intercambio de energía cinética en estas oscilaciones electromecánicas puede manifestarse de diferentes maneras, lo que lleva a la siguiente clasificación:

- Modo Local:** Modo local: normalmente, un generador oscila en contrafase con el resto de los generadores a una frecuencia entre 0,8 y 1,5 Hz;
- Modo Inter-planta:** Los generadores de una planta de energía oscilan en contrafase a una frecuencia entre 2 y 3 Hz;
- Modo Inter-área:** Un grupo de generadores de un área oscilan en fase y totalmente en contrafase con un grupo de generadores de otra área a una frecuencia entre 0.1 y 0.7 Hz

La Tabla 6 presenta 4 modos oscilatorios de interés a este estudio. Todas las razones de amortiguación están por encima del requisito del código de cuadrícula de 0.01 (10%). Sin embargo, como ejemplo, se selecciona el modo 31 (tiempo 110 segundos) para ilustrar este análisis.

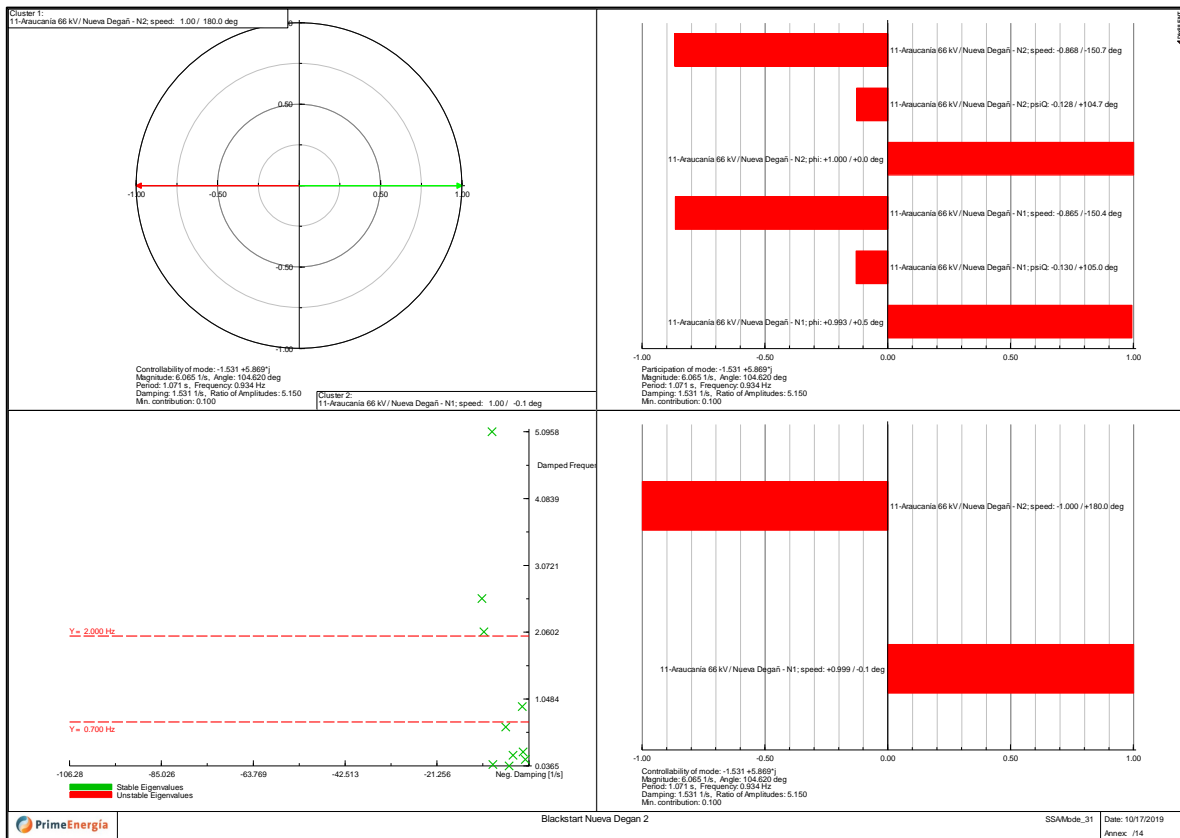


Figura 24: Análisis de pequeña señal - Modo 31

Valor Propio (modo) No. 31: Modo local relacionado con el intercambio de energía cinética entre dos unidades generadoras equivalentes de Central Degan. Estas unidades oscilan en contrafase. La oscilación tiene una relación de amortiguamiento del 25% y una frecuencia de 0,93 Hz, donde Nave 2 oscila en contrafase con Nave 1.

6. CONCLUSIONES

Se verificó la estabilidad del sistema para asegurarse de que la tensión y la estabilidad del ángulo del rotor se mantengan durante la implementación del plan de arranque en negro.

Para el plan PRS propuesto, el voltaje y la frecuencia están en todo momento dentro de la banda de la norma técnica. La Central Nueva Degan cumplió con todos los requisitos de potencia activa y reactiva impuestos por las subestaciones incluidas en el plan de recuperación de servicio.

Se recomienda que los requerimientos de potencia reactiva que pudiesen instalarse en el sistema de transmisión de SAESA, se aborden como parte de la infraestructura PRS para la protección de los motores diésel de la central.

Las actualizaciones de infraestructura, como el esquema de comunicaciones de los motores para el control de carga, las protecciones ROCOF y Vector Shift, y la sincronización a barra muerta deben implementarse en la central para garantizar las capacidades de Blackstart.

7. DOCUMENTOS DE REFERENCIA

- [1] Francisco J. Leiva G. "*Steady-State and Transient Stability Simulations for Chiloé's Blackout Restoration Process – Nueva Degan Power Plant*". Prime-Energía 2019
- [2] SAESA. Área Estudios y Calidad de Servicio. "PRS Central Degan 2: Observaciones Análisis Preliminar y Consideraciones PRS Central Degan" 2019
- [3] Mohammad B. Delghavi, Amirnaser Yazdani. "*Control Strategy for Islanded Operation of a Distributed Resource (DR) Unit*" 2009
- [4] Liqing Liu, Jian Wu, Zengqiang Mi, Chaoyang Sun. "A Feasibility Study of Applying Storage-Based Wind Farm As Black-Start Power Source In Local Power Grid" 2016
- [5] Yang Bin, Liu Wenying, Jin Na, Zhang Jianli. "A New Method of Self-Excitation Simulation in Power Grid Black-Start". 2011
- [6] Mingxia Zhou, Sheng Li, Jianhua Zhang, Zongqi Liu, Yinhui Li. "A Study On The Black Start Capability Of VSC-HVDC Using Soft-Starting Model". 2009
- [7] Narinder K Trehan. "Ancillary Services-Reactive and Voltage Control". 2001
- [8] Black Start Experience For Gas Based Power Plant In Indian Grid
- [9] Black Start Studies For System Restoration
- [10] Black Start Test Of Pumped Storage Dlouh- Str-N-
- [11] Black-Start Dynamic Simulation For Taiwan-Penghu Interconnection System
- [12] Considerations For Generator Protection During Black Start Conditions
- [13] Control Strategies Of Load Considering Dynamic Processes After Blackout
- [14] Development Of Electronic Governor And Simulator For The Generating Diesel Engine
- [15] Electrical Energy Storage In Smart Grid Black-Start Study Using A Real-Time Digital Simulator
- [16] Frequency And Voltage Stability Assessment Of A Power System During Emergency Service States
- [17] Frequency Regulation Strategy Based On Variable-Parameter Frequency Limit Control During Black Start
- [18] Integrated Optimal Control Of Speed- Excitation And Load Sharing Of Parallel Operating Diesel Generator Sets
- [19] Load Sharing Control Between PV Power Plant And Diesel Generator To Mitigate Effect Of PV Fluctuation Using PID Algorithm
- [20] Modelling And Control Optimization Of Diesel Synchronous Generators In LV Microgrids
- [21] Remote Area Power Supply System An Integrated Control Approach Based On Active Power Balance
- [22] Selection And Simulation Of Black-Start Diesel Generating Set In Regional Power Grid

- [23] Smart Diesel Generator To Compensate On-Grid PV Fluctuation A Case Study In Sumba Island Indonesia
- [24] Study On Black Start Strategy For Multi-Microgrids
- [25] The Energy Storage System Control Research Based On Black-Start
- [26] Voltage And Frequency Stabilisation Of Wind-Diesel Hybrid Remote Area Power Systems
- [27] Voltage Stability Control For Long Lines Black Start-Up
- [28] C.P.J. Jansen; J.G. Sloopweg and R.A.C.T. de Groot "*Calculation of Transformer Inrush Currents occurring during the Energizing of the Public Grid after a major Black Out*"
- [29] Gautami Bhatt, Terry Tadlock, Dragan Ristanovic "*Transformer Energization From Low-Voltage Side With Limited Generation-Power System Constraints and Protection Considerations-A Case Study*"