



UNIVERSIDAD NACIONAL DE ROSARIO

FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS, INGENIERIA Y AGRIMENSURA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO FINAL DE INGENIERÍA

Validación y aplicaciones de modelos eléctricos integrados en Sistemas de Tiempo Real.

Autores:

Clemente, Eugenia C-5927/7

Hernandez, Javier H-1063/4

Director de Proyecto:

Frattini, Paulo

CO-Director de Proyecto:

Mirable, Juan Pablo

Año: 2026

Contenido

1	Resumen	6
2	Abstract.....	8
3	Introducción	10
4	Palabras claves	12
5	Origen del Estimador de Estados en los Sistemas de Potencia	14
6	Capítulo 1: SCADA en un EMS y su relación con el operador.....	18
6.1	El Operador de red eléctrica: custodios del pulso energético nacional.	18
6.1.1	Quienes son y que hacen	18
6.2	Funciones operativas en CAMMESA para un despacho seguro y económico 19	
6.2.1	Operadores de energías renovables	19
6.2.2	Operadores de red.....	20
6.2.3	Despachantes de generación	21
6.2.4	Jefes de turno.....	22
6.3	La herramienta SCADA/EMS: ojos, mente y manos del operador ¿Qué es SCADA/EMS y por qué es tan importante?	22
6.3.1	El rol del SCADA/EMS en la gestión eléctrica	23
6.3.2	Algunas funciones claves del SCADA/EMS	23
6.4	Componentes del sistema SCADA/EMS	24
6.4.1	Interfaz Hombre-Máquina (HMI)	24
6.5	Arquitectura general del sistema SCADA/EMS	25
6.5.1	Visión global de la arquitectura.....	25
6.5.2	Componentes físicos y lógicos del sistema	26
6.5.3	¿Cómo llega la información desde el campo hasta el operador?	26
6.5.4	¿Qué parámetros y variables necesita el SCADA/EMS?	27
6.5.5	Redundancia y tolerancia a fallos	28
6.5.6	Seguridad Informática.....	29

6.5.7	Diagrama de arquitectura general EMS.....	29
7	Capítulo 2: Aplicaciones de SCADA NM10.2 en Sistemas Eléctricos	38
7.1	Flujo de Potencia	38
7.1.1	Método Newton-Raphson	39
	Vector de desajustes	39
	<i>Matriz Jacobiana</i>	39
	Cálculo de las correcciones	40
	Actualización de variables	40
	Criterio de convergencia	40
7.1.2	Método de Gauss-Seidel y Variante Desacoplada Rápida	40
7.2	Análisis de Cortocircuito	43
7.3	Análisis de Contingencia	46
8	Capítulo 3: Estimador de Estados	49
8.1	Fundamentos del Método de Mínimos Cuadrados.....	49
8.1.1	Definición y principios básicos del método	49
8.2	Principios eléctricos a través de una estimación.....	50
8.2.1	Principios estadísticos	50
8.2.2	Conceptos básicos de estadísticas.....	51
8.2.3	Distribución Normal	51
	Fórmula para una población $\sigma^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \mu)^2$	52
	Fórmula para una muestra $S^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2$	53
8.2.4	Distribución Prueba Chi-Cuadrado o de Pearson (verifica la calidad global del ajuste obtenido por mínimos cuadrados).....	53
8.2.5	Prueba de Bondad de Ajuste.....	54
8.2.6	Ejemplo de aplicación.....	56
9	Capítulo 4: Proceso de validación del Modelo	64
9.1	Modelado del Sistema Eléctrico	65
9.2	1ra Etapa: Validación con el SCADA (valores en tiempo real).....	67

9.3	2da Etapa: Validación con el PSSE	71
9.4	Caso 1: Simulación de contingencia	85
9.5	Caso 2: Reconexión de la región COMAHUE - CUYO.....	90
9.5.1	Protocolo de Reposición.....	90
9.6	Caso 3: Incorporación Generación forzada para control de tensiones.....	107
10	Capítulo 5: Evaluación Económica	113
10.1	Optimización del despacho	113
10.2	Eficiencia de la gestión operativa.....	114
11	Conclusiones	115
12	Anexos	116
12.1	Anexo 1: Potencia Activa y Reactiva desarrollada por una maquina síncrona acoplada a una red de Potencia Infinita.....	116
12.2	Anexo 2: Funcionamiento de una maquina síncrona conectada a una red de Potencia Infinita.	119
12.2.1	Efecto de la variación de excitación.....	119
12.2.2	Efecto de la variación del par mecánico (Regulador de la velocidad)..	122
12.3	Anexo 3: Diagrama de límites de funcionamiento de una maquina síncrona (Curva de capacidad).....	125
12.4	Anexo 4: Funcionamiento de las líneas de transmisión.	132
12.4.1	Características eléctricas.....	132
12.4.2	Ecuaciones de funcionamiento.	134
12.4.3	Carga Natural o de Impedancia Impulsiva.....	137
12.4.4	Carga Natural o de Impedancia Impulsiva.....	139
12.4.5	Fuente conectada a ambos extremos de la línea.	141
12.4.6	Consideraciones sobre la transferencia de Potencia y la Estabilidad..	142
12.5	Anexo 5: Regulación de tensión.....	146
12.5.1	Impedancia Característica y Potencia Natural. Su influencia en la regulación de tensión.	148

12.5.2	Medios para Regular Tensión.....	149
13	Bibliografía.....	150

1 Resumen

El sistema eléctrico argentino no es únicamente una infraestructura compuesta por líneas, torres y estaciones. Es una estructura compleja y dinámica que atraviesa territorios muy distintos entre sí, con una matriz de generación que evoluciona constantemente. En los últimos años, la creciente inserción de energías renovables ha transformado profundamente este sistema, incorporando nuevos desafíos operativos para quienes deben gestionar su funcionamiento en tiempo real.

En este contexto, CAMMESA ocupa una posición estratégica dentro de la operación del Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Su responsabilidad no se limita al seguimiento del estado de la red, sino que comprende la coordinación continua del balance entre la generación y la demanda de energía, asegurando el cumplimiento de las restricciones técnicas y la optimización económica del despacho. Dada la complejidad y el dinamismo inherentes al sistema eléctrico, las decisiones operativas deben adoptarse en tiempo real y con elevados estándares de precisión, con el objetivo de mantener la seguridad, confiabilidad y estabilidad del sistema en todo momento.

La incorporación masiva de fuentes renovables de energía ha aumentado la complejidad operativa de los sistemas eléctricos modernos. La naturaleza variable e intermitente de estos recursos introduce mayores niveles de incertidumbre en la estimación de la generación disponible y en la evaluación del estado de la red. Por este motivo, la operación del sistema requiere una mayor capacidad de supervisión, análisis y respuesta en tiempo real, complementada por herramientas avanzadas de monitoreo y apoyo a la decisión. En este escenario, la experiencia y el criterio del operador continúan siendo fundamentales para interpretar situaciones no previstas y adoptar las acciones necesarias para mantener la estabilidad y seguridad del sistema.

A pesar de los importantes avances en materia de automatización y asistencia a la operación, el factor humano continúa desempeñando un rol esencial en la gestión de los sistemas eléctricos de potencia. Detrás de cada maniobra relevante y de cada decisión operativa crítica se encuentra un operador responsable de analizar la información disponible, interpretar el estado del sistema y definir las acciones más adecuadas. En este sentido, la interacción entre el operador y las plataformas SCADA/EMS constituye una relación complementaria, en la que estas herramientas proporcionan monitoreo en tiempo real, adquisición de datos y capacidades avanzadas de análisis, mientras que el operador aporta criterio técnico, experiencia operativa y capacidad de evaluación ante situaciones

complejas o no previstas. La combinación de ambos elementos resulta fundamental para garantizar una operación segura, confiable y eficiente del sistema eléctrico.

Esa interacción, sin embargo, no está exenta de dificultades. Trabajar con datos en tiempo real, validar modelos y tomar decisiones bajo presión requiere una preparación sólida y un alto nivel de concentración. Un error, por pequeño que parezca, puede desencadenar consecuencias que afecten a miles de usuarios.

En este entorno complejo, los sistemas SCADA/EMS se han convertido en herramientas esenciales. Lejos de ser simples plataformas de supervisión, constituyen los sentidos del sistema eléctrico: permiten visualizar el estado operativo, anticipar contingencias y ejecutar acciones correctivas con rapidez. Gracias a ellos es posible gestionar la red de forma segura, eficiente y adaptable.

2 Abstract

The Argentine electrical system is not simply an infrastructure composed of transmission lines, towers, and substations. It is a complex and dynamic structure that extends across very different territories, with a generation mix that is constantly evolving. In recent years, the increasing integration of renewable energy sources has profoundly transformed this system, introducing new operational challenges for those responsible for managing its real-time operation.

In this context, CAMMESA occupies a strategic position in the operation of the Argentine Interconnection System (SADI). Its responsibility is not limited to monitoring the status of the network, but also includes the continuous coordination of the balance between power generation and electricity demand, ensuring compliance with technical constraints and the economic optimization of generation dispatch. Given the complexity and dynamic nature inherent to the electrical system, operational decisions must be made in real time and with a high level of accuracy in order to maintain the security, reliability, and stability of the system at all times.

The large-scale integration of renewable energy sources has increased the operational complexity of modern power systems. The variable and intermittent nature of these resources introduces higher levels of uncertainty in estimating the available generation and in assessing the condition of the network. For this reason, system operation requires greater capabilities for real-time monitoring, analysis, and response, supported by advanced monitoring and decision-support tools. In this scenario, the experience and judgment of the operator continue to be essential for interpreting unforeseen situations and taking the necessary actions to maintain the stability and security of the system.

Despite the significant advances achieved in automation and operational support, the human factor continues to play an essential role in the operation of electric power systems. Behind every important switching operation and every critical operational decision, there is an operator responsible for analyzing the available information, interpreting the system state, and determining the most appropriate actions. In this regard, the interaction between the operator and SCADA/EMS platforms constitutes a complementary relationship, in which these tools provide real-time monitoring, data acquisition, and advanced analytical capabilities, while the operator contributes technical judgment, operational experience, and the ability to evaluate complex or unforeseen situations. The combination of both elements is fundamental to ensuring the safe, reliable, and efficient operation of the electrical system.

This interaction, however, is not without challenges. Working with real-time data, validating models, and making decisions under pressure require solid training and a high level of concentration. A mistake, however small it may seem, can trigger consequences that affect thousands of electricity users.

In this complex environment, SCADA/EMS systems have become essential tools. Far from being simple monitoring platforms, they constitute the eyes of the electrical system: they make it possible to visualize the operational state of the network, anticipate contingencies, and execute corrective actions rapidly. Thanks to these systems, it is possible to operate the network in a safe, efficient, and adaptable manner.

3 Introducción

En la actualidad, la energía eléctrica constituye un servicio esencial para el desarrollo de las actividades sociales, industriales y económicas. En este contexto, los sistemas eléctricos de potencia se han convertido en infraestructuras de gran complejidad, cuya operación requiere supervisión permanente, capacidad de respuesta en tiempo real y herramientas tecnológicas que permitan garantizar la seguridad y confiabilidad del suministro. Mantener la estabilidad de estos sistemas demanda la integración de recursos tecnológicos avanzados, procedimientos operativos adecuados y personal altamente capacitado.

Dentro de este marco, los sistemas SCADA/EMS (Supervisory Control and Data Acquisition / Energy Management System) se han consolidado como herramientas fundamentales para la operación moderna de los sistemas eléctricos. Estos sistemas constituyen el núcleo operativo de los centros de control, proporcionando a los operadores una visión integral del estado de la red y facilitando la toma de decisiones en tiempo real. Su utilización permite disponer de información confiable y actualizada sobre las variables eléctricas más relevantes, condición indispensable para una operación segura y eficiente.

El SCADA/EMS integra componentes de hardware y software destinados a la adquisición, transmisión, procesamiento y visualización de datos provenientes de distintos puntos del sistema eléctrico. A través de estas funcionalidades, es posible supervisar continuamente el comportamiento de la red, detectar condiciones anómalas, evaluar contingencias y ejecutar acciones correctivas de manera oportuna. Estas capacidades resultan esenciales para garantizar la continuidad y calidad del servicio eléctrico en un entorno operativo cada vez más exigente.

La importancia de estos sistemas trasciende las tareas de supervisión y control, ya que constituyen la base para la implementación de aplicaciones avanzadas de análisis y apoyo a la operación. Entre ellas se destacan la estimación de estado, el análisis de contingencias, la simulación de flujo de carga y diversas herramientas orientadas a la planificación y optimización de la operación. Gracias a estas aplicaciones, es posible mejorar el conocimiento del estado de la red, anticipar situaciones potencialmente críticas y reducir los riesgos asociados a la toma de decisiones operativas.

El presente documento introduce, en primer lugar, los conceptos fundamentales asociados a los sistemas SCADA y sus principales funcionalidades. Posteriormente, se analiza su integración dentro de los sistemas EMS, describiendo la forma en que ambas

plataformas interactúan para proporcionar capacidades avanzadas de supervisión, control y gestión de la red eléctrica.

Asimismo, se estudia la interacción entre los sistemas SCADA/EMS y los operadores de los centros de control. Si bien los procesos de automatización han experimentado importantes avances durante las últimas décadas, la participación humana continúa siendo un elemento esencial en la operación del sistema eléctrico. La interpretación de la información disponible, la evaluación de alternativas operativas y la toma de decisiones ante situaciones complejas siguen dependiendo, en gran medida, de la experiencia y el criterio técnico de los operadores.

A continuación, se presentan aplicaciones específicas utilizadas en el ámbito de la operación en tiempo real, con especial énfasis en la estimación de estado y los estudios de flujo de carga. Estas herramientas permiten obtener una representación más precisa de las condiciones operativas del sistema y evaluar distintos escenarios de funcionamiento, proporcionando información valiosa para la toma de decisiones.

Posteriormente, se desarrolla un análisis del proceso de validación de modelos eléctricos mediante la comparación entre modelos implementados en SCADA NM10 y en el software de simulación PSSE. Se describen las metodologías empleadas y los criterios de evaluación adoptados para verificar la representatividad de los modelos respecto del comportamiento real del sistema eléctrico.

Finalmente, se presentan tres casos de estudio desarrollados mediante la aplicación de flujo de carga. A través de estos ejemplos se analizan diferentes situaciones operativas de la red, evaluando el impacto de determinadas condiciones y maniobras sobre el comportamiento del sistema. Estos casos permiten ilustrar la utilización práctica de las herramientas estudiadas y su aporte a la toma de decisiones en la operación en tiempo real.

4 Palabras claves

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition – Supervisión, Control y Adquisición de Datos)

EMS (Energy Management System – Sistema de Gestión de Energía)

State Estimator / Estimador de Estado

CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.)

SADI (Sistema Argentino de Interconexión)

Sistema Eléctrico de Potencia

Operación en Tiempo Real

Adquisición de Datos

Flujo de Potencia (Power Flow)

Análisis de Contingencias (Contingency Analysis)

Análisis de Cortocircuito (Short Circuit Analysis)

Validación de Modelos Eléctricos

Modelado Eléctrico

PSSE (Power System Simulator for Engineering – Simulador de Sistemas de Potencia para Ingeniería)

NM10.2 (Network Manager 10.2)

Topología de Red

Observabilidad de Sistemas

Telemetría Eléctrica

Procesador Topológico

WLS (Weighted Least Squares – Mínimos Cuadrados Ponderados)

Calidad de Datos

Detección de Datos Erróneos

Redundancia de Mediciones

Pseudomediciones

HMI (Human-Machine Interface – Interfaz Hombre-Máquina)

RTU (Remote Terminal Unit – Unidad Terminal Remota)

IED (Intelligent Electronic Device – Dispositivo Electrónico Inteligente)

PMU (Phasor Measurement Unit – Unidad de Medición Fasorial)

ICCP (Inter-Control Center Communications Protocol – Protocolo de Comunicación entre Centros de Control)

ELCOM-90 (Electric Utility Communication Protocol – Protocolo de Comunicación para Sistemas Eléctricos)

Base de Datos en Tiempo Real

Gestión de Alarmas

Restricciones de Transporte

Límites Operativos

5 Origen del Estimador de Estados en los Sistemas de Potencia

A fines de la década del 60 tuvo lugar un colapso significativo en el sistema eléctrico del noreste de los Estados Unidos. Este acontecimiento, más allá de la magnitud del apagón en sí, abrió un profundo debate sobre la forma en que se operaban los sistemas eléctricos en aquella época. Quedó claro que los operadores no contaban con herramientas que les permitieran prever contingencias ni comprender con suficiente detalle el comportamiento de una red que, año tras año, se volvía más extensa y compleja. Era evidente que la operación se había quedado atrás frente al crecimiento tecnológico y estructural del sistema.

Hasta ese momento, las decisiones operativas se apoyaban en un esquema tradicional de supervisión que proveía, casi exclusivamente, información sobre la posición de los interruptores en las subestaciones. A esto se sumaba un sistema separado, generalmente rígido y limitado, encargado de regular automáticamente la generación y la frecuencia. En consecuencia, los operadores disponían en tiempo real de un conjunto muy reducido de datos: estados de maniobra, frecuencia del sistema y algunas mediciones de potencia estrictamente necesarias para el control de la generación. El panorama, en términos de información, era mínimo; operar la red era prácticamente operar a ciegas.

A partir del colapso, comenzaron a explorarse con mayor seriedad los resultados de diversas investigaciones que, desde hacía algunos años, sugerían la necesidad de incorporar herramientas más avanzadas: flujo de carga en línea, análisis de contingencias, evaluación de estabilidad instantánea, entre otras. La intención era clara: dotar al operador de instrumentos que permitieran elevar la confiabilidad del sistema y anticipar con mayor precisión los escenarios de riesgo.

El primer paso hacia esta modernización fue concentrarse en la obtención de información frecuente y completa. Se buscó recolectar, cada pocos segundos, datos tanto del estado de los interruptores como de las mediciones eléctricas de la red supervisada. Con esa base de datos actualizada casi en tiempo real, se pensó que sería posible analizar el funcionamiento de los equipos, detectar condiciones anómalas y evaluar continuamente el nivel de seguridad del sistema.

Este proceso de captación de datos, detección de anomalías, señalización de eventos y despliegue en pantallas gráficas fue conformando lo que hoy conocemos como SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos). Sin embargo, pronto quedó claro que el SCADA, por sí solo, no alcanzaba para cumplir con todas las expectativas. Aunque

permitía visualizar la red con mayor detalle, no resolvía el problema de fondo: la información disponible seguía siendo imperfecta, incompleta y, en muchos casos, contradictoria.

Fue en este contexto que F. Schweppe introdujo una idea clave. Señaló que existían dos obstáculos fundamentales para implementar adecuadamente las funciones de seguridad propuestas. En primer lugar, aunque existiera un gran volumen de mediciones, siempre había inconsistencias: datos que desaparecían temporalmente, valores claramente erróneos o mediciones que no seguían la distribución estadística esperada. Esto hacía imposible confiar plenamente en la información sin un tratamiento previo. En segundo lugar, las nuevas funciones de seguridad requerían un flujo de cargas en tiempo real, algo que los programas tradicionales de cálculo no podían garantizar dada la calidad irregular de las mediciones.

La propuesta de Schweppe fue revolucionaria para su época: aplicar técnicas de estimación de estado que permitieran “limpiar” las mediciones y, al mismo tiempo, obtener un flujo de cargas confiable en tiempo real. Él mismo describió al estimador de estado como “un purificador de datos”, utilizando una analogía con el funcionamiento del sistema circulatorio humano. Gracias a esta idea, se abrió la posibilidad de implementar de manera efectiva las funciones de seguridad modernas en los centros de control.

Con el tiempo, el SCADA fue integrándose dentro de un sistema más amplio y robusto, el EMS (Energy Management System). En este entorno, el estimador de estado se consolidó como una pieza indispensable, capaz de garantizar una base de datos confiable y coherente para el funcionamiento del resto de las aplicaciones.

El estimador de estado incorpora funciones esenciales tales como:

Procesador topológico: Construye el modelo eléctrico de la red según el estado operativo de los elementos de maniobra, determinando la conectividad y generando la topología que utilizarán las aplicaciones posteriores.

Análisis de observabilidad: Evalúa si toda la red es observable; en caso contrario, identifica las islas observables.

Solución de la estimación de estado: Estima el vector de estado que mejor se ajusta a las mediciones en tiempo real, compuesto por tensiones nodales complejas.

Procesamiento de datos erróneos: Detecta la presencia de errores gruesos y, si la redundancia lo permite, los identifica y elimina.

Procesamiento de errores estructurales o de parámetros: Detecta configuraciones incorrectas, estados equivalentes erróneos en interruptores y errores en parámetros de red, todo a partir de mediciones redundantes.

Por estas razones, un estimador de estado en tiempo real se convierte en un elemento indispensable para obtener una base de datos confiable, condición necesaria para el funcionamiento adecuado de las herramientas de supervisión y control.

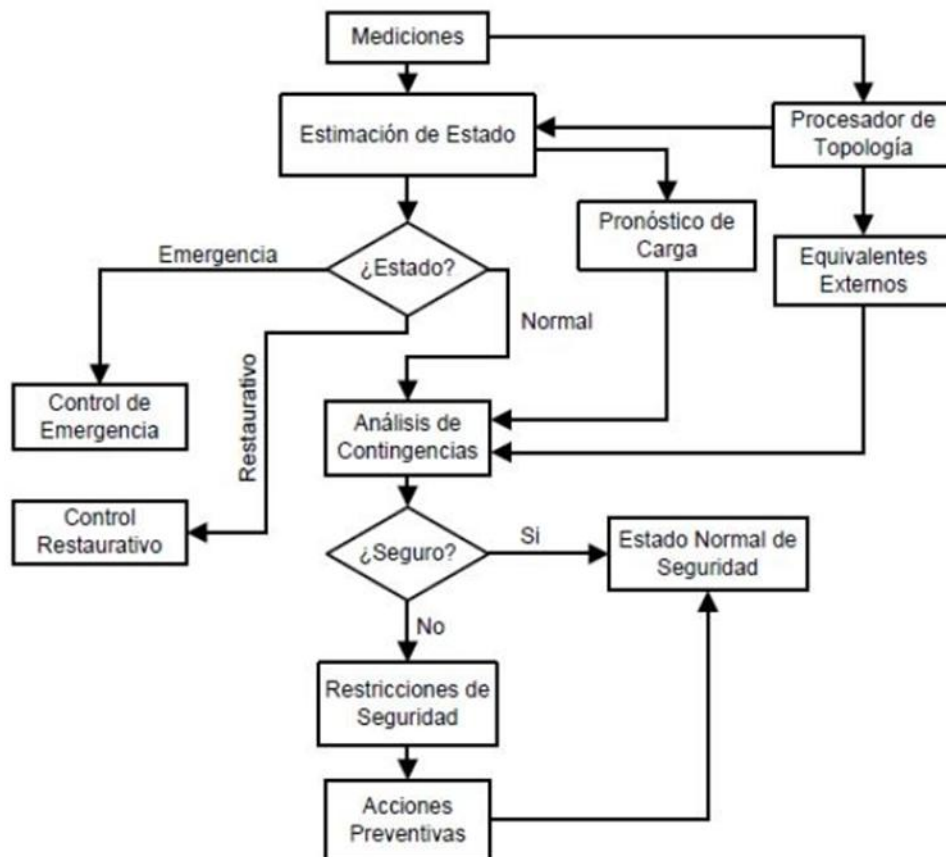


Figura 5-1: Diagrama de evaluación de la Seguridad en tiempo Real

La Figura 5-1 muestra el flujo de evaluación de seguridad en tiempo real y la interacción entre las aplicaciones asociadas. Las mediciones, incluidas las posiciones de interruptores, son procesadas por el módulo topológico, que genera un modelo nodo-rama para el área supervisada. Dicho modelo incorpora nodos pertenecientes al sistema bajo control del EMS y nodos seleccionados de sistemas vecinos.

La información proveniente de sistemas externos permite construir un equivalente adecuado del sistema adyacente. Debido a fallas, errores en datos o falta de mediciones, pueden existir puntos no observables que deben ser resueltos a través de

pseudomediciones, obtenidas mediante predicciones de carga, historiales de operación o datos de despacho.

La presencia de nodos de paso, sin generación ni carga, permite incorporar condiciones de inyección nula como mediciones virtuales, contribuyendo a la redundancia del sistema. Con todos estos elementos, el método de Mínimos Cuadrados Ponderados (WLS), propuesto en su momento por Fred Schweppe, continúa siendo uno de los pilares para la estimación de estado.

6 Capítulo 1: SCADA en un EMS y su relación con el operador

La operación en tiempo real de un sistema eléctrico de gran escala requiere la participación de operadores especializados, responsables de supervisar continuamente el estado de la red y adoptar las decisiones necesarias para garantizar su funcionamiento seguro y confiable. En el caso del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), esta tarea se desarrolla de manera ininterrumpida desde los centros de control, donde los operadores monitorean las condiciones operativas del sistema las 24 horas del día.

El trabajo del operador involucra el análisis permanente de información proveniente de diversas fuentes, incluyendo mediciones en tiempo real, diagramas unifilares, registros históricos, alarmas y modelos eléctricos utilizados para la evaluación de la red. A partir de esta información, debe identificar situaciones anómalas, evaluar alternativas de operación y coordinar las acciones necesarias para preservar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico.

En este contexto, el sistema SCADA/EMS constituye la principal herramienta de apoyo a la operación. A través de sus funcionalidades de supervisión, control y análisis, proporciona una visión integral y en tiempo real del estado de la red, permitiendo a los operadores monitorear el comportamiento de líneas de transmisión, subestaciones, transformadores y demás instalaciones del sistema.

6.1 El Operador de red eléctrica: custodios del pulso energético nacional.

6.1.1 Quienes son y que hacen

Los operadores de la red eléctrica en Argentina no son solo técnicos frente a una pantalla: son quienes controlan y coordinan en tiempo real un sistema complejo que está cambiando todo el tiempo, cumplen funciones en los centros de control del transporte eléctrico, tanto regionales como de coordinación nacional, pertenecientes a organizaciones cruciales como CAMMESA o las empresas transportistas del sistema, entre ellas TRANSENER.

¿En qué consiste exactamente su trabajo? Fundamentalmente, garantizan que la energía llegue adonde debe llegar, bajo condiciones de seguridad, continuidad y eficiencia operativa. Sin embargo, detrás de esta descripción breve hay una responsabilidad que es mucho más grande y exigente de lo que aparenta. La red eléctrica no es una estructura estática: es un organismo dinámico, sujeto a fluctuaciones permanentes, influido por el

clima, los hábitos de consumo, los mantenimientos programados y también por las fallas imprevistas que, aunque no se deseen, forman parte de la realidad operativa.

Por eso, el operador no solo debe comprender cómo funciona ese sistema, sino también anticiparse a su comportamiento e interpretar el estado de la red con la atención de alguien que conoce cada variable del sistema y actuar cuando hace falta, con decisiones rápidas y precisas. Y aunque la tecnología avanza de forma constante, hay un componente que no puede reemplazarse: el criterio operativo. Ese juicio que se construye a lo largo de años de experiencia, de ver cómo responde el sistema ante tormentas, picos de demanda o fallas imprevistas. Esa capacidad humana para evaluar, anticipar y decidir sigue siendo, y seguirá siendo, indispensable.

6.2 Funciones operativas en CAMMESA para un despacho seguro y económico

CAMMESA desempeña un papel central en la operación del Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Entre sus principales responsabilidades se encuentran la coordinación de la operación en tiempo real del sistema eléctrico, el mantenimiento del equilibrio instantáneo entre generación y demanda y la preservación de la frecuencia del sistema en torno a su valor nominal de 50 Hz. Asimismo, debe garantizar que el despacho de generación se realice de manera segura, confiable y económicamente eficiente, respetando las restricciones operativas de la red de transporte y generación.

El cumplimiento de estos objetivos presenta desafíos cada vez mayores debido a la creciente complejidad del sistema eléctrico. En particular, la incorporación progresiva de fuentes de generación renovable, cuya producción es variable e incierta, exige una operación más dinámica y una mayor capacidad de supervisión y análisis en tiempo real. A su vez, estas transformaciones ocurren en un contexto donde la expansión de la infraestructura de transporte no siempre acompaña el ritmo de crecimiento de la generación, incrementando la necesidad de una gestión operativa eficiente.

A continuación, se describen las principales funciones y responsabilidades de las distintas áreas operativas involucradas en la coordinación y supervisión del sistema eléctrico, cuyo trabajo conjunto permite garantizar el equilibrio, la seguridad y la confiabilidad de la operación del SADI.

6.2.1 Operadores de energías renovables

La creciente incorporación de parques eólicos y solares al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) ha introducido nuevos desafíos para la operación del sistema

eléctrico. A diferencia de las unidades de generación convencionales, cuya potencia puede ser regulada de manera directa dentro de determinados rangos operativos, la producción de las fuentes renovables depende de variables meteorológicas, tales como la irradiancia solar y la velocidad del viento. Esta característica introduce mayores niveles de variabilidad e incertidumbre en la generación disponible, lo que requiere un monitoreo permanente y una gestión operativa adecuada.

Asimismo, la capacidad de integración de nueva generación renovable se encuentra condicionada por las limitaciones físicas de la red de transporte. Las líneas de transmisión, transformadores y demás equipamientos asociados poseen límites térmicos, de tensión y de estabilidad que deben respetarse para garantizar una operación segura. En aquellas regiones donde el crecimiento de la generación renovable supera la capacidad disponible de la infraestructura de transmisión, resulta necesario implementar mecanismos de administración de capacidad que permitan distribuir de manera equitativa los márgenes de inyección disponibles entre los distintos agentes generadores.

En este contexto, la operación de los recursos renovables requiere una evaluación continua de las condiciones de la red, de los niveles de generación y de las restricciones operativas vigentes. La anticipación de posibles congestiones, el análisis de escenarios y la aplicación oportuna de medidas correctivas son aspectos fundamentales para evitar sobrecargas, violaciones de límites operativos o condiciones que puedan comprometer la estabilidad del sistema.

6.2.2 Operadores de red

Mientras que los operadores responsables de la generación renovable supervisan la incorporación de potencia al sistema, los operadores de red tienen como objetivo principal garantizar que la energía sea transportada de manera segura y confiable a través de la red eléctrica. Para ello, realizan un monitoreo continuo de las instalaciones de transmisión y transformación, supervisando variables tales como tensiones, flujos de potencia activa y reactiva, ángulos de fase y el estado operativo de interruptores, transformadores, reactores, bancos de capacitores y demás dispositivos de control.

Sus responsabilidades no se limitan al monitoreo en tiempo real, sino que también incluyen la evaluación y autorización de mantenimientos programados sobre los distintos componentes de la red. Estas intervenciones requieren un análisis previo de las condiciones operativas del sistema, con el fin de verificar que la salida temporal de un equipamiento no comprometa la seguridad de la operación.

En numerosas ocasiones, la realización de un mantenimiento implica que la red opere bajo el criterio de seguridad N-1, es decir, con una reducción de los márgenes de reserva disponibles ante la eventual pérdida adicional de otro elemento del sistema. En estas condiciones, resulta fundamental evaluar cuidadosamente los posibles escenarios de contingencia y verificar que la red continúe cumpliendo con los criterios de seguridad establecidos.

La aprobación de este tipo de intervenciones se sustenta en estudios técnicos y análisis operativos que consideran el comportamiento esperado del sistema ante distintas condiciones de carga y generación.

6.2.3 Despachantes de generación

El mantenimiento del equilibrio instantáneo entre la generación y la demanda constituye una de las funciones más importantes dentro de la operación en tiempo real del sistema eléctrico. Esta responsabilidad recae sobre los despachantes, quienes deben coordinar la programación y el despacho de las unidades generadoras con el objetivo de garantizar el abastecimiento de la demanda en condiciones de seguridad, confiabilidad y eficiencia económica.

Para llevar adelante esta tarea, los despachantes utilizan modelos de pronóstico de demanda elaborados a partir de información histórica, variables meteorológicas y herramientas de predicción que permiten estimar el comportamiento esperado del consumo eléctrico. Sobre la base de estos análisis, determinan la disponibilidad de recursos de generación necesarios para satisfacer la demanda prevista, considerando simultáneamente las restricciones operativas del sistema.

El proceso de despacho no se limita únicamente a la selección de las unidades de menor costo de producción. También deben contemplarse aspectos tales como la disponibilidad real de las centrales generadoras, restricciones asociadas al transporte de energía, requerimientos de reserva operativa, tiempos de arranque y parada de las unidades, así como la creciente participación de fuentes renovables de generación. La naturaleza variable de estas tecnologías introduce niveles adicionales de incertidumbre que deben ser gestionados durante la operación.

En este contexto, resulta indispensable realizar un seguimiento continuo de las condiciones del sistema y coordinar acciones correctivas ante variaciones significativas en la generación o la demanda. La pérdida repentina de producción renovable o cambios

inesperados en el consumo pueden requerir la rápida incorporación de otras fuentes de generación o la modificación de las consignas operativas de las unidades en servicio.

6.2.4 Jefes de turno

En el centro de la estructura operativa del centro de control se encuentra el jefe de turno, responsable de coordinar las distintas áreas involucradas en la operación y supervisar la gestión integral del sistema eléctrico en tiempo real. Su función consiste en garantizar que las acciones operativas se desarrollen de manera coordinada, asegurando el cumplimiento de los criterios de seguridad, confiabilidad y calidad del servicio establecidos para el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Ante la ocurrencia de contingencias o condiciones operativas excepcionales, el jefe de turno asume un rol central en el proceso de toma de decisiones. Entre sus responsabilidades se encuentran la evaluación de alternativas operativas, la definición de prioridades para la recuperación del sistema, la coordinación de maniobras entre diferentes áreas y agentes del mercado eléctrico, así como la autorización de medidas correctivas destinadas a preservar la estabilidad de la red.

El desempeño de esta función requiere una visión integral del sistema eléctrico, una profunda comprensión de sus características operativas y la capacidad de analizar escenarios complejos bajo condiciones de elevada exigencia. Asimismo, demanda habilidades de liderazgo y coordinación que permitan gestionar eficientemente los recursos disponibles durante situaciones críticas.

Debido a la magnitud de las consecuencias que pueden derivarse de una decisión operativa inadecuada, el accionar del jefe de turno se apoya en procedimientos establecidos, herramientas de análisis y una amplia experiencia en la operación de sistemas eléctricos de potencia. Su labor resulta fundamental para minimizar el impacto de las contingencias y garantizar la continuidad y seguridad de la operación del sistema.

6.3 La herramienta SCADA/EMS: ojos, mente y manos del operador ¿Qué es SCADA/EMS y por qué es tan importante?

El sistema SCADA/EMS constituye la principal herramienta de operación de los centros de control. Su función es proporcionar información en tiempo real sobre el estado de la red eléctrica y brindar herramientas de análisis que permitan una operación segura, confiable y eficiente.

El SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) se encarga de adquirir, procesar y visualizar los datos provenientes de la red, mientras que el EMS (Energy Management System) constituye la capa de análisis del sistema, permitiendo al operador interpretar el estado de la red, evaluar escenarios operativos y anticipar su evolución.

La integración de ambas plataformas proporciona una visión completa del sistema eléctrico y permite a los operadores supervisar las condiciones operativas, evaluar escenarios y tomar decisiones fundamentadas.

6.3.1 El rol del SCADA/EMS en la gestión eléctrica

El SCADA/EMS permite supervisar y controlar de forma centralizada los sistemas de generación, transmisión y distribución. Para ello, integra información proveniente de dispositivos de campo como RTUs, IEDs y PMUs, transmitida al centro de control mediante protocolos de comunicación como IEC60870 y IEC61850.

Una vez procesados y validados, los datos son presentados al operador mediante diagramas unifilares, alarmas, tendencias e históricos. Sobre esta base, el EMS ejecuta aplicaciones avanzadas de análisis, como estimación de estado, flujo de carga y análisis de contingencias, que permiten evaluar el comportamiento de la red y apoyar la toma de decisiones operativas.

6.3.2 Algunas funciones claves del SCADA/EMS

Monitoreo continuo: El SCADA muestra, segundo a segundo, cómo están las tensiones, las corrientes, los flujos de potencia activa y reactiva. Qué equipos están en servicio, cuáles fuera. Cuándo se superan límites y cuándo una alarma merece atención inmediata.

Gestión de datos: Todo lo que llega desde el campo se almacena. El SCADA guarda datos históricos que luego pueden ser analizados para entender tendencias, comparar días parecidos, o reconstruir eventos pasados.

Control remoto (función de transportistas y distribuidoras): Cuando una línea debe reconectarse, o cuando es necesario abrir un interruptor por seguridad, el operador puede hacerlo desde su consola. Sin necesidad de esperar al personal de campo. Es velocidad y precisión.

Alarma y notificación: El sistema lanza alertas cuando se detectan valores fuera de rango, fallas, o condiciones peligrosas.

Análisis predictivo: Gracias al EMS, el operador puede simular el impacto de una falla o una maniobra antes de que ocurra.

Ventajas reales y cotidianas: Entre las principales ventajas del sistema SCADA/EMS se destaca la disponibilidad de información en tiempo real, lo que permite a los operadores tomar decisiones rápidas y fundamentadas. Además, la automatización de tareas de supervisión y control reduce la carga operativa y facilita una gestión más eficiente del sistema.

Asimismo, la supervisión continua de equipos y variables eléctricas permite detectar condiciones anómalas de manera temprana, contribuyendo a prevenir fallas y a mejorar la seguridad y confiabilidad de la operación.

6.4 Componentes del sistema SCADA/EMS

El SCADA/EMS no es un único componente, sino un conjunto integrado de aplicaciones y módulos. Cada parte cumple una función específica y, en conjunto, permiten que el operador disponga de una visión completa y un control efectivo del sistema eléctrico.

6.4.1 Interfaz Hombre-Máquina (HMI)



Figura 6-1: Interfaz Hombre-Maquina (HMI, Human-Machine Interface)

La Interfaz Hombre-Máquina (HMI, Human-Machine Interface) constituye el punto de interacción entre el operador y el sistema SCADA/EMS. A través de ella se visualiza el estado de la red eléctrica mediante diagramas unifilares, alarmas, eventos y mediciones actualizadas en tiempo real.

Su diseño debe garantizar una presentación clara, consistente e intuitiva de la información, permitiendo a los operadores identificar rápidamente condiciones anómalas y ejecutar las acciones necesarias de manera eficiente. En situaciones de contingencia, una HMI adecuada resulta fundamental para facilitar la toma de decisiones y reducir los tiempos de respuesta operativa.

6.5 Arquitectura general del sistema SCADA/EMS

Cuando hablamos de la “arquitectura” de un SCADA/EMS no nos referimos a estructuras físicas, sino al diseño funcional que garantiza la operación continua del sistema eléctrico. Es la base técnica que sostiene cada proceso y asegura que el sistema siga respondiendo aún bajo condiciones adversas. En este entorno, una falla no admite detenerse ni reiniciar: todo debe mantenerse operativo de forma ininterrumpida.

6.5.1 Visión global de la arquitectura

El SCADA/EMS utilizado en los centros de control eléctricos de Argentina, como los de CAMMESA y transportistas como TRANSENER, está diseñado para enfrentar escenarios imprevistos. Su arquitectura es modular, redundante y altamente robusta.

Su estructura se organiza en tres capas funcionales, que actúan como niveles bien definidos dentro del sistema de control:

Capa de adquisición de datos: donde se recolecta la información desde el terreno. Aquí trabajan las RTUs, IEDs, PMUs y medidores inteligentes. Son los dispositivos que captan y envían la información operativa del sistema.

Capa de comunicaciones y servidores: es el sistema de transporte y procesamiento. Las redes y protocolos llevan los datos hacia el centro de control, donde se validan, se almacenan y se ponen a disposición de la empresa. Cumplen la función de transportar y distribuir la información operativa a través de toda la infraestructura de comunicaciones del sistema.

Capa de aplicaciones y visualización: es donde entra en acción el software SCADA/EMS, mostrando la información y facilitando decisiones. Es el centro de supervisión y control, donde el operador visualiza el estado del sistema, analiza la información y ejecuta las acciones operativas necesarias.

6.5.2 Componentes físicos y lógicos del sistema

Para que esta arquitectura funcione, cada pieza debe cumplir su rol con precisión.

Front-End Servers (FES)

Son los primeros en recibir la información proveniente del campo. Funcionan como módulos de preprocesamiento: validan los datos, los ordenan y los envían a la base de datos central. Operan con múltiples protocolos, como ICCP o Elcom90, para poder interoperar con equipos que utilizan distintos formatos de comunicación.

HMI (Interfaz Hombre-Máquina)

Es la consola principal del operador. Presenta diagramas unifilares en tiempo real, alarmas clasificadas por nivel de criticidad, listas de eventos y gráficos históricos. Puede configurarse por perfiles de usuario, áreas operativas o tipos de eventos. Todo está diseñado para que, ante cualquier situación, el operador visualice la información de inmediato, la interprete y tome una decisión sin demora.

Servidores de Comunicaciones

Son el enlace entre el entorno físico y el entorno digital. Reciben los datos provenientes de dispositivos de campo (RTUs, IEDs, PMUs y medidores inteligentes) y los envían al centro de control. Si una comunicación falla, el operador pierde visibilidad del sistema, por lo que estos servidores deben ser altamente robustos, rápidos y confiables.

6.5.3 ¿Cómo llega la información desde el campo hasta el operador?

Desde la consola todo parece claro, estructurado y accesible pero esa aparente simplicidad depende de una infraestructura tecnológica compleja y extremadamente precisa. Todo comienza en el campo, donde dispositivos instalados en puntos estratégicos miden en tiempo real las variables eléctricas del sistema:

RTUs (Remote Terminal Units): capturan datos analógicos y digitales. Son los dispositivos que informan sobre tensiones, corrientes, aperturas, cierres, alarmas.

IEDs (Intelligent Electronic Devices): Miden y también procesan, detectan fallas, ejecutan protecciones, y envían eventos en tiempo real.

PMUs (Phasor Measurement Units): Miden magnitudes eléctricas con sello de tiempo GPS. Gracias a ellas, se pueden observar fenómenos transitorios con una precisión que antes era impensable.

Sensores meteorológicos: Viento, temperatura, humedad, tormentas, todo puede afectar a la red, y cuanto antes se sepa, mejor.

Estos dispositivos a pesar de emplear diferentes protocolos de comunicación, convergen en los servidores de comunicaciones del SCADA, allí son procesados, validados y almacenados en la base de datos del sistema, para luego ser presentados al operador a través de la interfaz de supervisión en tiempo real.

Base de Datos en Tiempo Real (DBTR)

Puede considerarse la memoria operativa del SCADA/EMS. En ella se almacenan, segundo a segundo, todos los datos provenientes del campo: tensiones, flujos, estados de interruptores, alarmas y demás variables relevantes, sin esta base, el sistema perdería visibilidad operativa.

La DBTR permite revisar el comportamiento reciente de la red para interpretar correctamente la situación actual y fundamentar las decisiones del operador.

6.5.4 ¿Qué parámetros y variables necesita el SCADA/EMS?

Para operar correctamente se necesita una provisión continua de información, grandes volúmenes de datos y, sobre todo, datos precisos y confiables.

Algunas de las variables más importantes que maneja el sistema son:

Tensión (kV) y frecuencia (Hz): parámetros fundamentales para evaluar la estabilidad y calidad del servicio.

Potencia activa (MW) y reactiva (MVar): permiten analizar los flujos de energía y detectar posibles sobrecargas o desbalances.

Estados de equipos: posición de interruptores, seccionadores y otros dispositivos de maniobra, necesarios para conocer la configuración real de la red.

Alarmas y eventos: registros de condiciones anómalas, fallas y cambios de estado que requieren atención operativa.

Topología de la red: información sobre la conexión de los distintos elementos del sistema y las condiciones operativas vigentes.

Datos meteorológicos: cuando están integrados, permiten anticipar posibles contingencias: vientos fuertes, hielo en líneas, tormentas eléctricas.

Servidor de aplicaciones EMS

Este es el núcleo de procesamiento avanzado, donde se ejecutan los algoritmos más complejos: estimación de estado, análisis de contingencias, flujos de carga y previsión de demanda. Está estrechamente integrado con la base de datos, lo que permite obtener resultados en forma inmediata.

Estación de Ingeniería PSE

Es el entorno de edición del sistema. Permite actualizar el modelo eléctrico, incorporar nuevos equipos, ajustar parámetros y simular distintas configuraciones. Es el espacio donde el sistema se mantiene vigente y se adapta a los cambios. Sin esta herramienta, el SCADA/EMS quedaría desactualizado en muy poco tiempo.

Red de comunicaciones segura

Es la infraestructura que sostiene todo el sistema: redes redundantes (fibra óptica, MPLS y enlaces satelitales en zonas remotas), mecanismos de encriptación, firewalls industriales y sistemas de protección perimetral. Cada componente está diseñado para asegurar que la información llegue en tiempo real, íntegra y segura. Un acceso no autorizado o una falla de comunicaciones no pueden dejar al operador sin visibilidad del sistema.

6.5.5 Redundancia y tolerancia a fallos

En este entorno no hay margen para que un fallo interrumpa la operación. Por eso, cada componente del sistema está duplicado o, más precisamente, replicado y respaldado para garantizar continuidad ante cualquier contingencia.

Servidores en configuración “hot-standby”: cada servidor activo tiene un gemelo esperando. Si el principal cae, el de respaldo toma el control de forma automática, sin que el operador tenga que hacer nada.

Bases de datos replicadas: la información crítica se guarda en múltiples lugares. Así, si un servidor se apaga, otro sigue respondiendo.

Conmutadores de red redundantes: si una vía de comunicación se corta, hay otra lista para activarse.

Alimentación eléctrica doble: no se puede depender de una única fuente de energía para operar el sistema eléctrico.

Recuperación automática de servicios: si un proceso se cae, se reinicia solo. No se espera la intervención humana.

Todo esto permite que el sistema SCADA/EMS esté disponible en un 99,99% del tiempo. Y cuando ese 0,01% ocurre, todo está pensado para que la recuperación sea inmediata.

6.5.6 Seguridad Informática

En tiempos donde los ciberataques son una amenaza real, el SCADA/EMS no puede quedar expuesto. Por eso, su arquitectura incorpora medidas de seguridad informática de primer nivel:

Segmentación de red y zonas desmilitarizadas (DMZ): se aíslan las partes críticas del sistema para que ningún acceso externo pueda comprometerlas.

Autenticación multifactor: los operadores y técnicos se identifican con varias credenciales. No hay accesos fáciles ni permisos innecesarios.

Monitoreo de intrusiones en tiempo real: sistemas especializados detectan actividades anómalas o intentos de acceso sospechosos.

Políticas estrictas de actualización: para evitar que una versión desactualizada del software abra una puerta no deseada.

Todo esto está alineado con estándares internacionales exigentes, como NERC-CIP o ISO 27001.

6.5.7 Diagrama de arquitectura general EMS

Junto con esta descripción se presenta un esquema conceptual de la arquitectura SCADA/EMS, que muestra la interacción entre sus principales módulos y su contribución a la supervisión, análisis y operación del sistema eléctrico.

En un contexto de creciente incorporación de energías renovables y mayor complejidad operativa, los operadores requieren herramientas que les permitan mantener una visión precisa y confiable del estado de la red. En este escenario, el estimador de estado se convierte en una aplicación fundamental, al proporcionar una representación consistente del sistema y apoyar la toma de decisiones en tiempo real.

Desde una perspectiva general, sus principales capacidades son las siguientes:

- Determina la *mejor estimación* del estado actual del sistema de potencia utilizando datos analógicos y estados telemedidos como entrada.
- Ejecuta un análisis de observabilidad para identificar qué zonas de la red pueden resolverse con la información disponible y cuáles no.

- Genera una solución de flujo de potencia para todo el modelo de red, integrando tanto áreas observables como no observables, permitiendo su visualización por parte del operador y habilitando las funciones posteriores de análisis de seguridad.
- Detecta mediciones anómalas y mediciones con sesgo.
- Identifica violaciones de tensión, sobrecargas en líneas y restricciones en la generación.
- Emite alarmas ante condiciones anormales, como límites de equipos excedidos, mediciones inválidas o problemas de convergencia en los cálculos.

A continuación, se presenta la arquitectura funcional que describe la Secuencia en Tiempo Real del Estimador de Estado y el Flujo de Datos, sintetizando cómo la información es adquirida, validada, procesada y finalmente transformada en una representación confiable del sistema para el operador.

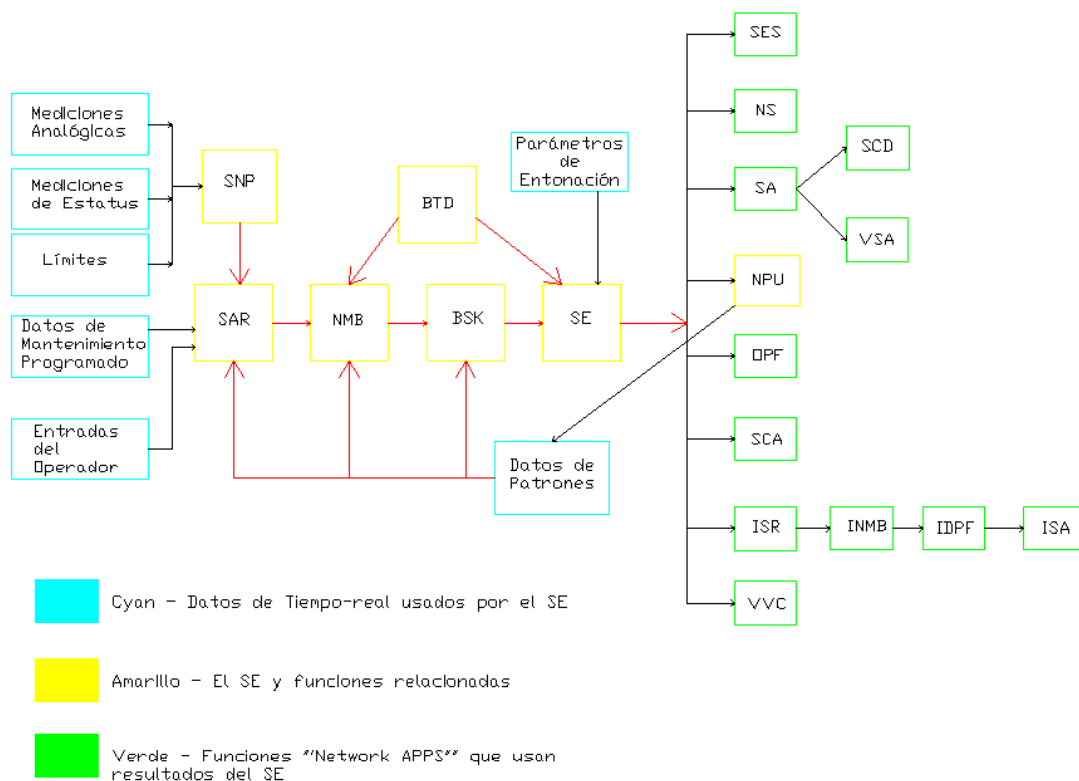


Figura 6-2: Arquitectura funcional

SNP – Captura Instantánea de Telemedidas (Telemetry Snapshot):

Toma una captura instantánea de las mediciones e indicaciones (es decir, los estatus de los interruptores) del SCADA para ser utilizadas por las aplicaciones de la red.

Maneja el envío de los límites desde el SCADA (es decir, los límites asociados con las mediciones y los valores de proceso) a la base de datos de la aplicación de red cuando se producen cambios en los límites del SCADA.

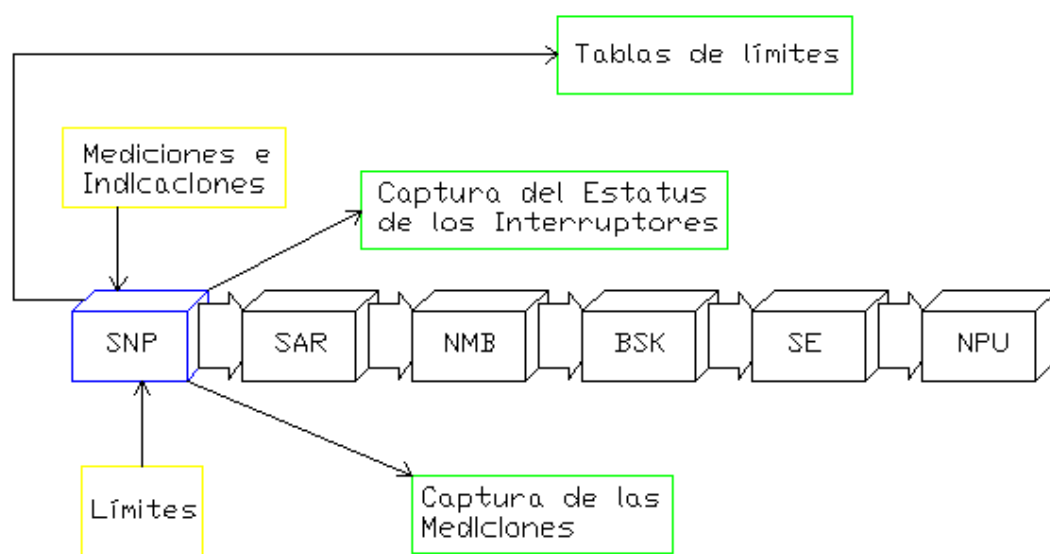


Figura 6-3: Captura Instantánea de Telemedidas

SAR – Recuperación de Estatus y Analógicos (Status and Analog Retrieval):

Recupera programas de equipos de los archivos de programación y los combina con la captura instantánea de telemetría para obtener un estatus de red en tiempo real para ser usado como entrada por las aplicaciones de red.

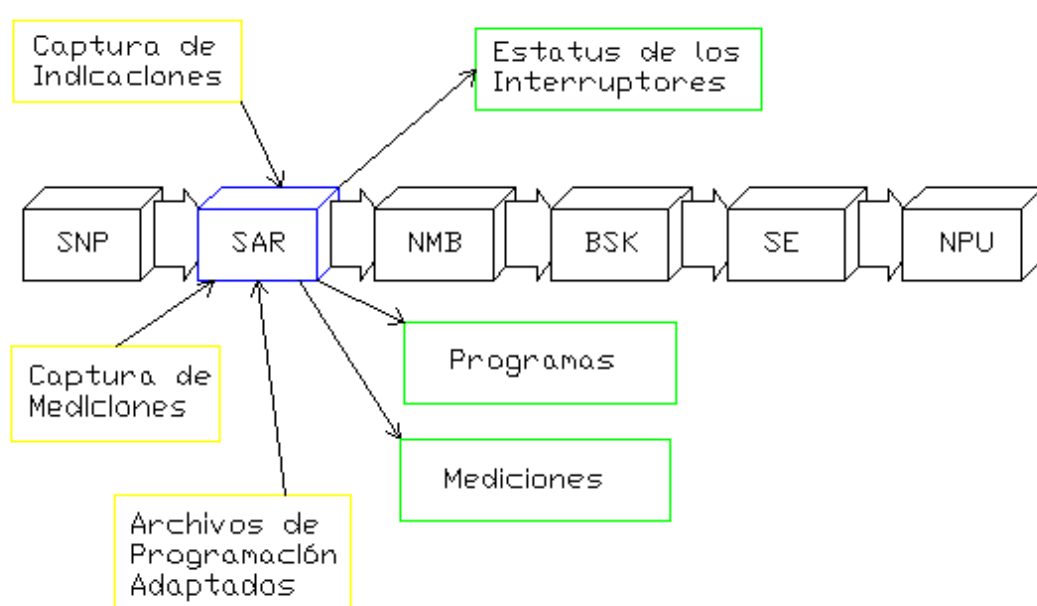


Figura 6-4: Recuperación de Estatus y Analógicos

NMB – Constructor del Modelo de Red (Network Model Builder):

Determina la topología actual de la red basado en telemetría de interruptores. Construye el modelo de red barra/rama a ser usado por las aplicaciones de red.

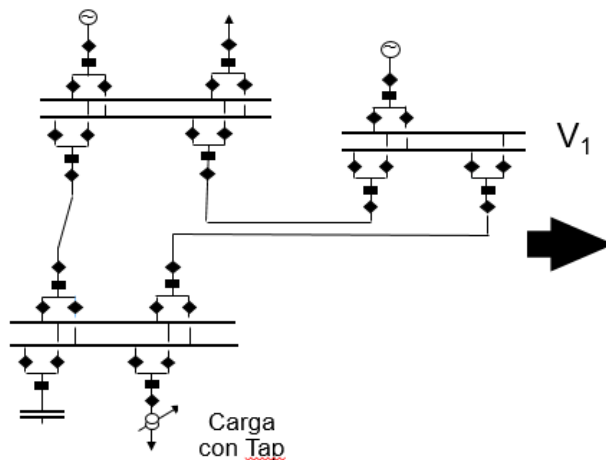
Identifica las siguientes condiciones de topología en la red:

- Islas eléctricas
- Equipos fuera de servicio
- Barras seccionadas
- Ramas con terminales abiertos
- Detecta interruptores que están en estatus anormales

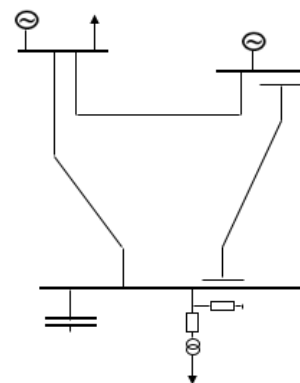
Compara mediciones de taps de transformadores con sus límites y si están excedidos, reestablece las mediciones a los valores normales para ser usados por las aplicaciones de red

Actualiza información de relación de transformación de los taps y de ángulos de fase asociada a mediciones.

Modelo Barra/Interruptores (SCADA)



Modelo Barra/Rama (EMS)

*Figura 6-5: Modelos SCADA/EMS*

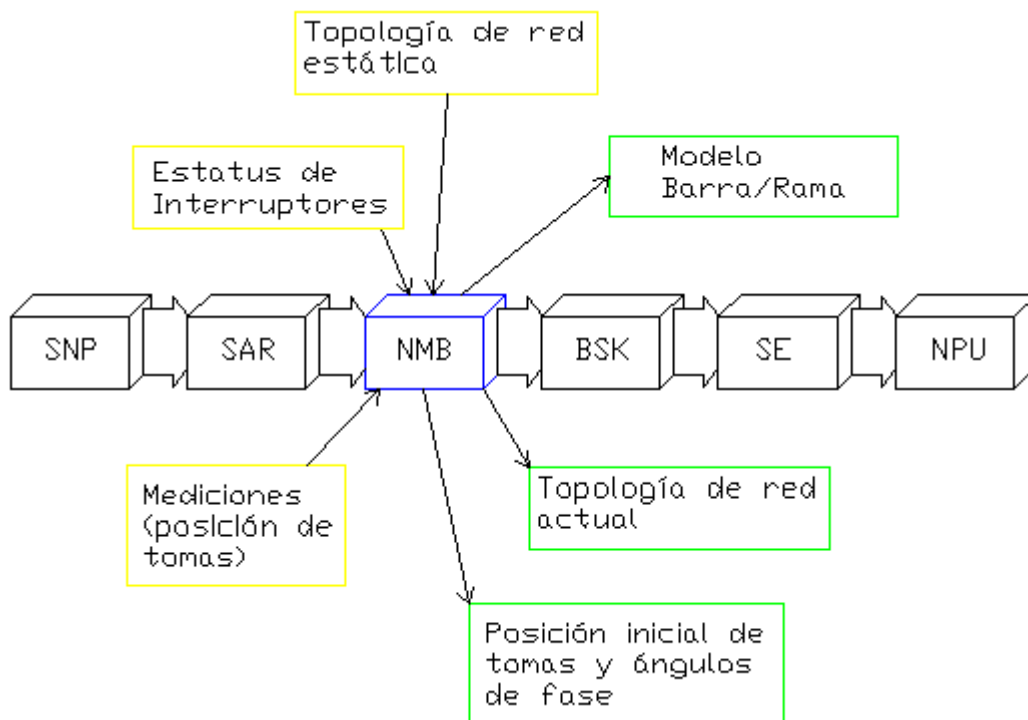


Figura 6-6: Constructor del Modelo de Red

BSK – Programador de Barras (*Bus Scheduler*):

Distribuye la carga del sistema, teledada o ingresada por el usuario, en cargas individuales basadas en los factores de distribución de carga adaptados de archivos de programas.

Actualiza tensiones de barras reguladas e intercambios de compañías usando valores teledados o de programas adaptados.

Despacha MW de salida de unidades basado en sus curvas de costo (ejem. un despacho económico) o límites de capacidad para satisfacer los requerimientos de generación totales calculados de la carga del sistema, requerimientos de intercambio y pérdidas estimadas.

La función de despacho de unidades se ejecuta en cualquiera de los siguientes modos:

- Si hay una sola isla eléctrica, las unidades son despachadas dentro de cada compañía para satisfacer su carga, intercambio neto y pérdidas.
- Si hay más de una isla eléctrica, las unidades son despachadas dentro de cada isla para satisfacer la carga y pérdidas de la isla.

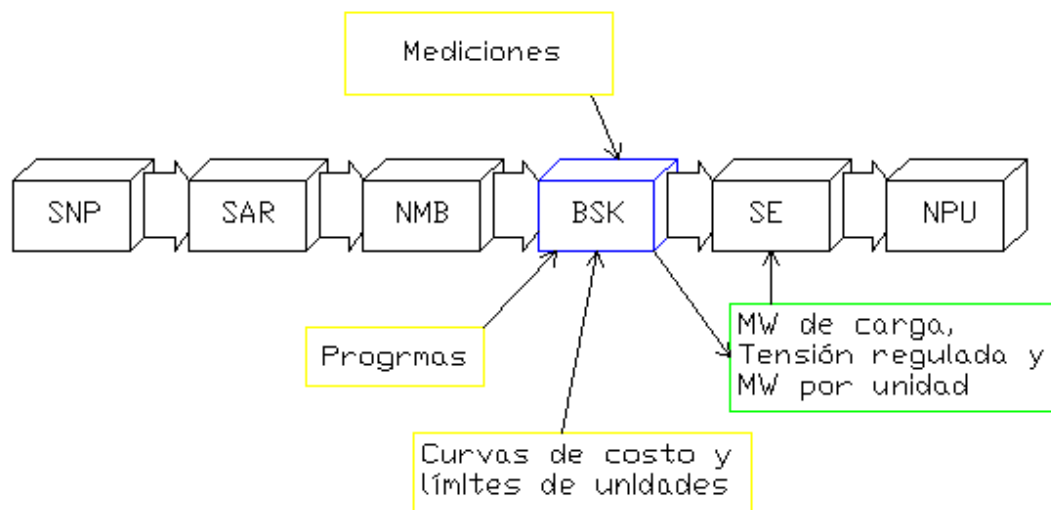


Figura 6-7: Programador de Barras

BTD – Detección de Topología Mala (*Bad Topology Detection*):

Realiza chequeos de plausibilidad en mediciones e interruptores para identificar las siguientes condiciones anormales:

- Inconsistencias entre estatus de interruptores y aisladores (ejem. el interruptor está cerrado pero el aislador abierto)
- Pérdidas anormales en ramas (ejem. sumas de flujos inconsistentes)
- MW en barra anormales o MVAR inconsistentes
- Mediciones de flujo/tensión distintas de cero en ramas/buses desenergizados
- Mediciones de flujo en ramas en servicio cercanas a cero (excluyendo ramas abiertas en algún extremo), también cuando las mediciones fallan chequeos de sumatoria por líneas o barras
- Ramas abiertas en algún extremo cuando las mediciones de flujo fallan en chequeos de sumatoria
- Corrige estatus de seccionadores sospechosos a ser usados por el NMB para construir un modelo topológico de red (ejem. cuando el interruptor telemedido está cerrado pero el aislador no telemedido está abierto, cambia el estatus del aislador a cerrado).

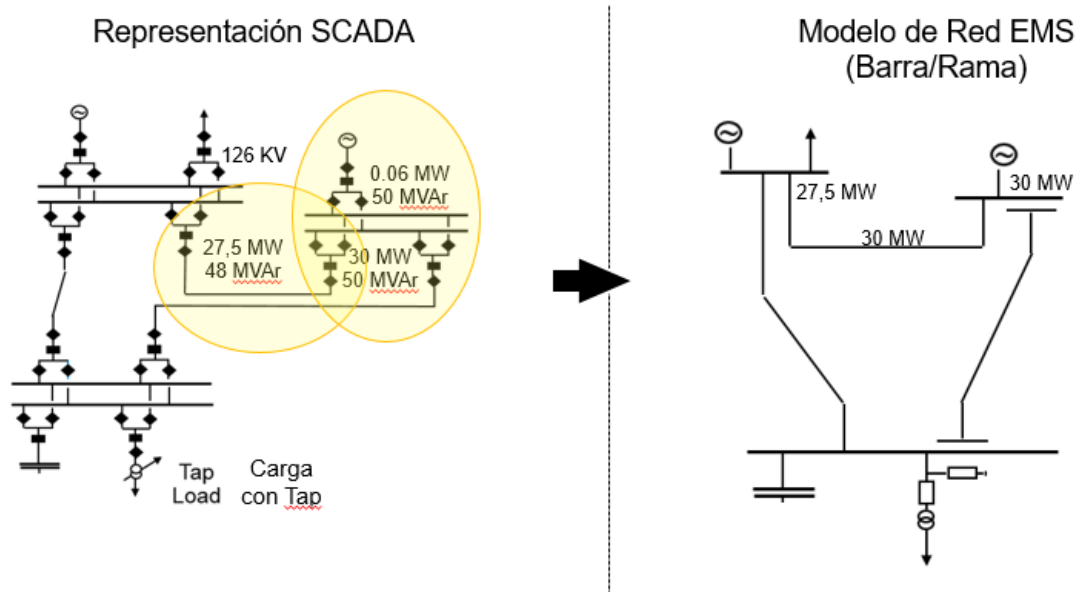


Figura 6-8: Representación SCADA / Modelo de Red EMS

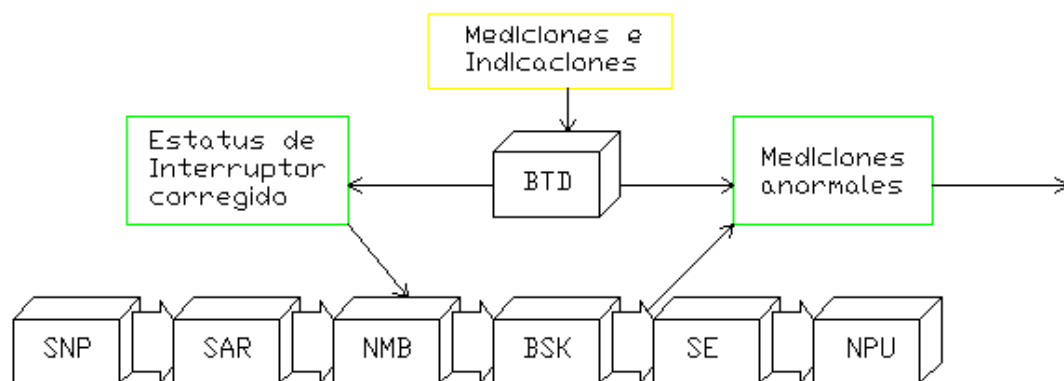


Figura 6-9: Detección de Topología Mala

Estimador de Estado-SE:

- Realiza las funciones de Estimación del Estado y Modelo Externo. Proporciona una estimación en tiempo real del estado estable de toda la red del sistema de potencia.
- La solución del Estimador de Estado también se utiliza como caso base por otras funciones de las Aplicaciones de Red en Tiempo Real.
- Filtrado de las mediciones analógicas a través de una robusta formulación de minimización del error de los cuadrados ponderados.
- Identificación y eliminación de las mediciones analógicas inconsistentes
- Estimación de las posiciones de taps de los transformadores (todos los tipos).
- Uso de mediciones no pareadas para mejorar la redundancia.
- Estimación de las desviaciones estándar de las mediciones analógicas.
- Estimación de los sesgos (biases) de las mediciones analógicas.
- Detección de estados de indicación inconsistentes (bad topology detection).

- Detección y alarma de condiciones de sobrecarga en las ramas, violaciones de los límites de las unidades y condensadores sincrónicos, y violaciones de voltaje fuera de rango.
- Para las cargas auxiliares, el SE emite un mensaje de inconsistencia si los valores calculados de la carga auxiliar difieren significativamente de los valores estimados.

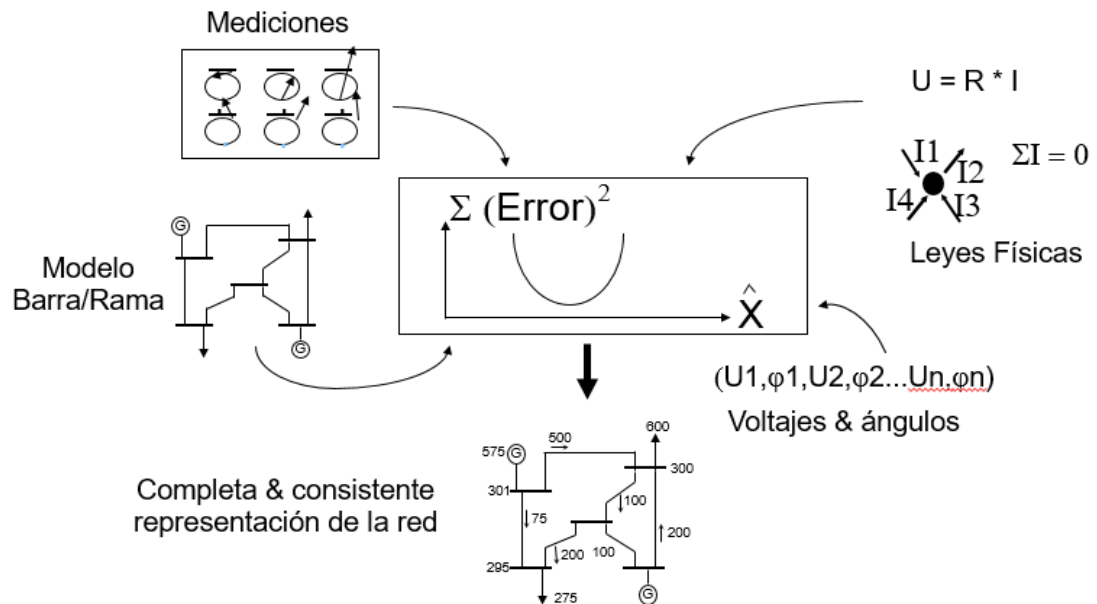


Figura 6-10: Funciones Estimador Estados

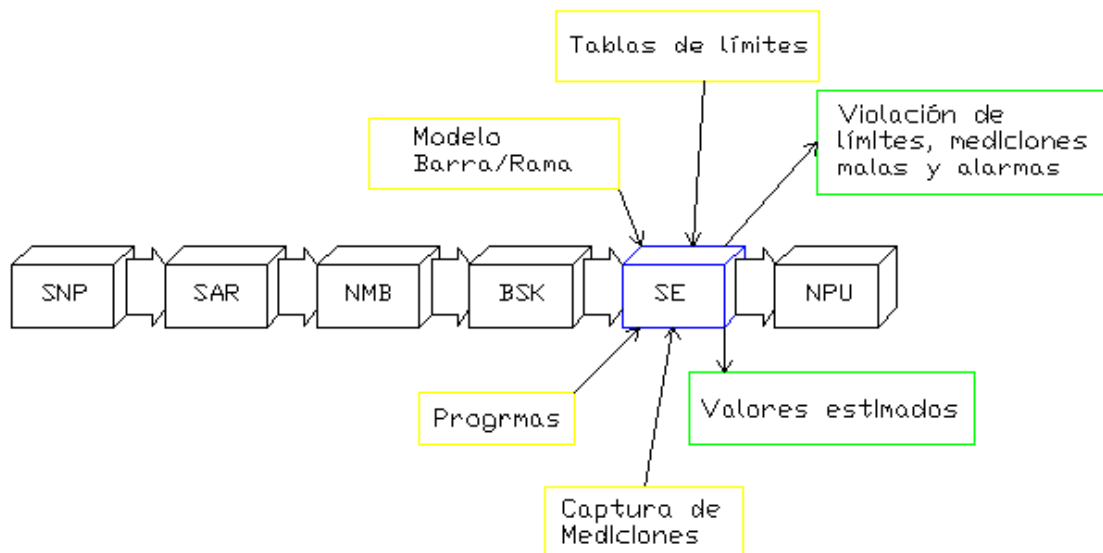


Figura 6-11: Estimador Estados

NPU – Actualización de Patrones de Red (Network Parameter Update):

Actualiza los parámetros de programación que son dependientes del tiempo.

Guarda los parámetros de programación basados en estación, día tipo y definiciones de hora del día (cuatro estaciones, 12 días tipo de 7 días tipo semanales mas 5 días tipo feriados en cada estación, y hasta 96 períodos de tiempo por cada día tipo).

Adapta los siguientes parámetros de programación:

- Carga e intercambio de compañía
- Factores de distribución de carga conforme de zona
- Factores de distribución de grupos de carga conforme, no conforme y de pequeña-generación
- Programas de unidades de generación & condensadores sincrónicos
- Taps de transformadores
- Programas de tensiones
- Programas de interruptores

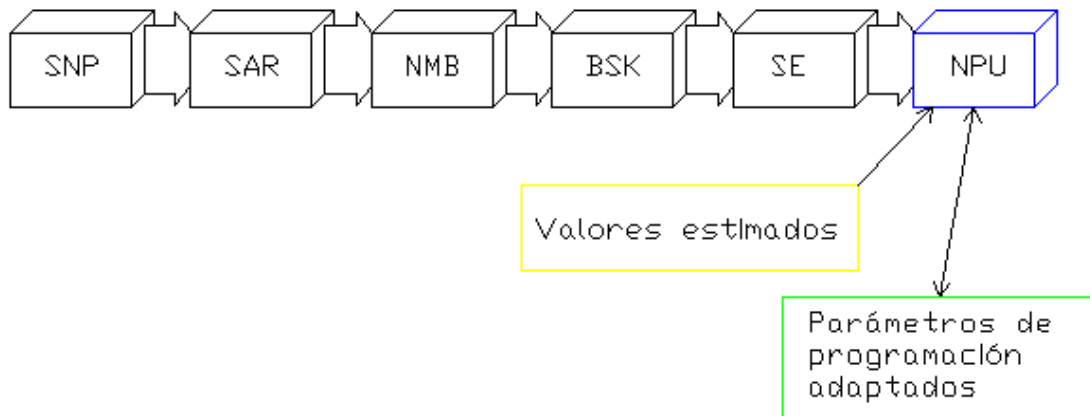


Figura 6-12: Actualización de Patrones de Red

7 Capítulo 2: Aplicaciones de SCADA NM10.2 en Sistemas Eléctricos

A continuación se explican las diferentes aplicaciones donde a través de métodos numéricos se obtienen soluciones que permiten al operador tomar decisiones en tiempos óptimos.

7.1 Flujo de Potencia

La aplicación de Flujo de Potencia del SCADA NM10.2 representa una de las herramientas analíticas más relevantes dentro del entorno de supervisión, control y adquisición de datos del sistema eléctrico argentino. Su objetivo fundamental es calcular las magnitudes de tensión, los ángulos de fase, y los flujos de potencia activa y reactiva en cada elemento de la red, a partir de la información topológica y los parámetros eléctricos de las líneas, transformadores y equipos de generación. Este módulo es indispensable para la verificación del estado operativo y para la planificación de la red, ya que permite determinar si el sistema se encuentra dentro de límites de seguridad y eficiencia establecidos por la normativa de CAMMESA. El SCADA NM10.2 utiliza un modelo matemático que se basa en las ecuaciones de flujo de potencia nodal, derivadas de la ley de Kirchhoff y la teoría de redes eléctricas, que pueden representarse de la siguiente forma:

$$P_i = \sum_{j=i}^N V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij})$$

$$Q_i = \sum_{j=i}^N V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij})$$

Donde:

- P_i, Q_i son las potencias netas especificadas en el nodo i ,
- V_i es el módulo de tensión nodal,
- G_{ij}, B_{ij} representan la conductancia y susceptancia entre nodos,
- $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$.

El Flujo de Potencia utiliza tipificaciones nodales (PQ, PV y Slack). El nodo slack absorbe las imprecisiones numéricas y establece la referencia angular.

Estas ecuaciones constituyen un sistema no lineal de $2n-1$ incógnitas, donde n representa el número de barras del sistema. La resolución de este conjunto de ecuaciones

se realiza mediante métodos iterativos, siendo el más común el método de Newton-Raphson. Este algoritmo linealiza las ecuaciones en torno a un punto de operación estimado y resuelve el sistema linealizado en cada iteración hasta alcanzar la convergencia.

7.1.1 Método Newton-Raphson

A partir de una estimación inicial de las tensiones nodales, el método linealiza las ecuaciones no lineales de potencia activa y reactiva mediante una expansión en serie de Taylor de primer orden y calcula iterativamente las correcciones necesarias hasta alcanzar la convergencia.

Para una barra i , la potencia activa y reactiva se expresan como:

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)]$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)]$$

Donde:

- G_{ij} : conductancia entre barras.
- B_{ij} : susceptancia entre barras.
- $|V_i|$: magnitud de tensión.
- θ_i : ángulo de tensión.

Vector de desajustes

Se calculan los errores entre los valores especificados y calculados:

$$\Delta P_i = P_i^{esp} - P_i^{calc}$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{esp} - Q_i^{calc}$$

Agrupando:

$$\Delta x = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

Matriz Jacobiana

La relación linealizada se expresa como:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}$$

donde:

$$H = \frac{\partial P}{\partial \theta}$$

$$N = \frac{\partial P}{\partial V}$$

$$M = \frac{\partial Q}{\partial \theta}$$

$$L = \frac{\partial Q}{\partial V}$$

La matriz Jacobiana completa es:

$$J = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}$$

Cálculo de las correcciones

Las correcciones de estado se obtienen resolviendo:

$$J \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

o equivalentemente:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = J^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

Actualización de variables

Las variables de estado se actualizan mediante:

$$\theta^{(k+1)} = \theta^{(k)} + \Delta \theta$$

$$|V|^{(k+1)} = |V|^{(k)} + \Delta V$$

Criterio de convergencia

El proceso iterativo continúa hasta que los desajustes máximos sean inferiores a una tolerancia predefinida:

$$\max |\Delta P_i| < \varepsilon$$

$$\max |\Delta Q_i| < \varepsilon$$

Generalmente se utilizan tolerancias del orden de 10^{-4} a 10^{-6} p.u.

7.1.2 Método de Gauss-Seidel y Variante Desacoplada Rápida

Además del método Newton-Raphson, el SCADA NM10.2 incluye el algoritmo de Gauss-Seidel para estudios de menor tamaño,

Para una barra i del sistema, la ecuación básica de potencia es:

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i I_i^*$$

Donde:

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j$$

Reemplazando y despejando la tensión de la barra i , la ecuación iterativa de Gauss-Seidel queda:

$$V_i^{(k+1)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{(V_i^{(k)})^*} - \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} V_j^{(k+1)} - \sum_{j=i+1}^n Y_{ij} V_j^{(k)} \right]$$

Donde:

- $V_i^{(k+1)}$: tensión actualizada.
- $V_i^{(k)}$: tensión de la iteración anterior.
- Y_{ij} : elemento de la matriz de admitancias nodales.

El criterio de convergencia suele expresarse como:

$$\max |V_i^{(k+1)} - V_i^{(k)}| < \varepsilon$$

siendo ε la tolerancia establecida.

La variante Desacoplada Rápida (Fast Decoupled Load Flow - FDLF), aprovecha la débil interdependencia entre potencias activas y tensiones, reduciendo drásticamente el tiempo de cálculo. El método desacoplado utiliza las aproximaciones B' y B'' , derivadas de la matriz de admitancias, para linealizar el sistema. Su formulación es:

Parte de las ecuaciones linealizadas de Newton-Raphson:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}$$

Donde:

- $H = \frac{\partial P}{\partial \theta}$
- $N = \frac{\partial P}{\partial V}$
- $M = \frac{\partial Q}{\partial \theta}$
- $L = \frac{\partial Q}{\partial V}$

Asumiendo que:

$$\begin{aligned} N &\approx 0 \\ M &\approx 0 \end{aligned}$$

se obtiene el desacoplamiento:

$$\begin{aligned}\Delta P &= H \Delta \theta \\ \Delta Q &= L \Delta V\end{aligned}$$

En la formulación rápida se utilizan las matrices B' y B'' :

$$\begin{aligned}B' \Delta \theta &= \frac{\Delta P}{|V|} \\ B'' \Delta |V| &= \frac{\Delta Q}{|V|}\end{aligned}$$

donde:

- B' está asociada a las susceptancias de la red para el cálculo de ángulos.
- B'' está asociada a las susceptancias para el cálculo de módulos de tensión.

Las correcciones se aplican como:

$$\begin{aligned}\theta^{(k+1)} &= \theta^{(k)} + \Delta \theta \\ |V|^{(k+1)} &= |V|^{(k)} + \Delta |V|\end{aligned}$$

El proceso iterativo continúa hasta que:

$$\begin{aligned}\max |\Delta P| &< \varepsilon_P \\ \max |\Delta Q| &< \varepsilon_Q\end{aligned}$$

El módulo de flujo de potencia ofrece visualización directa de resultados mediante diagramas unifilares dinámicos, donde los flujos se representan proporcionalmente al valor de potencia activa y reactiva. Las barras cambian de color en función del nivel de tensión, facilitando la detección visual de anomalías operativas.

El SCADA NM10.2 selecciona automáticamente el método más adecuado en función del tamaño del sistema, el tiempo de actualización requerido y la precisión deseada. Los resultados se presentan gráficamente en la interfaz del operador, mostrando tensiones, flujos y pérdidas por línea.

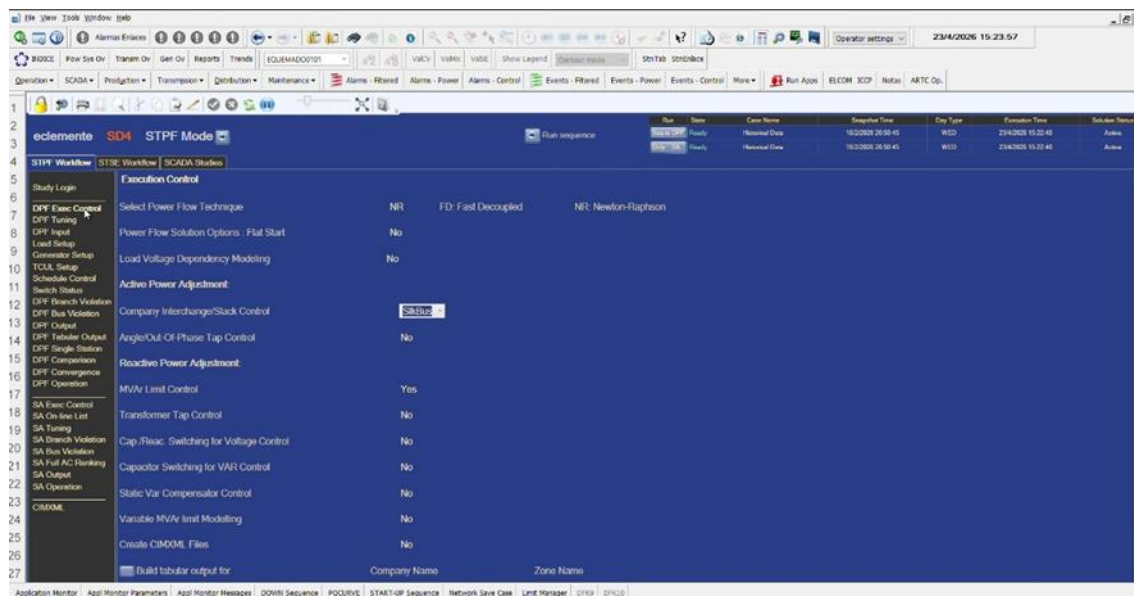


Figura 7-1: Entorno de configuración del flujo de potencia

7.2 Análisis de Cortocircuito

El análisis de cortocircuito tiene como objetivo calcular las corrientes máximas que se producen ante fallas eléctricas. Estos estudios son vitales para el dimensionamiento de equipos y protecciones. El SCADA NM10.2 permite simular fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas a tierra, generando automáticamente los valores de corriente y tensión en cada barra.

Modelado Matemático

El cálculo se basa en el uso de matrices de impedancia. Para una falla trifásica balanceada:

El sistema se representa mediante la matriz de impedancias:

$$\mathbf{Z}_{012}$$

y se determinan corrientes a través de:

$$I_{cc} = \frac{U_n}{Z_{th}}$$

Donde:

- U_n es la tensión en el punto de falla,
- Z_{th} la impedancia equivalente vista desde el nodo de falla.

Para fallas desequilibradas se utilizan las componentes simétricas, que permiten representar el sistema como tres redes acopladas: positiva, negativa y cero. Estas se conectan según el tipo de falla, obteniéndose las corrientes de secuencia, que luego se combinan para obtener las corrientes de fase reales.

Tipos de fallas estudiadas

- Trifásica (LLL)
- Monofásica (LG)
- Bifásica (LL)
- Bifásica a tierra (LLG)

Utilizando componentes simétricas:

Falla trifásica

$$I_{LLL} = \frac{E}{Z_1}$$

Falla monofásica

$$I_{LG} = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

Falla bifásica

$$I_{LL} = \frac{\sqrt{3}E}{Z_1 + Z_2}$$

Algoritmo típico utilizado

1. Cargar configuración desde el Estimador de Estado o base de datos.
2. Formar matrices de impedancia.
3. Aplicar metodología IEC con factores k para tensiones iniciales.

4. Resolver la red equivalente para cada tipo de falla.
5. Determinar corrientes de arranque y flujo por cada rama.
6. Reportar resultados en formato tabular.

Salidas del análisis

- Corriente de cortocircuito inicial: I''_k
- Corriente de pico:

$$i_p = \kappa \sqrt{2} I''_k$$

- Corriente de corta duración
- Potencia de cortocircuito:

$$S_{cc} = \sqrt{3} U_n I_k$$

- Aportes por generadores síncronos, motores y renovables.
- Sobrecorrientes en equipos.

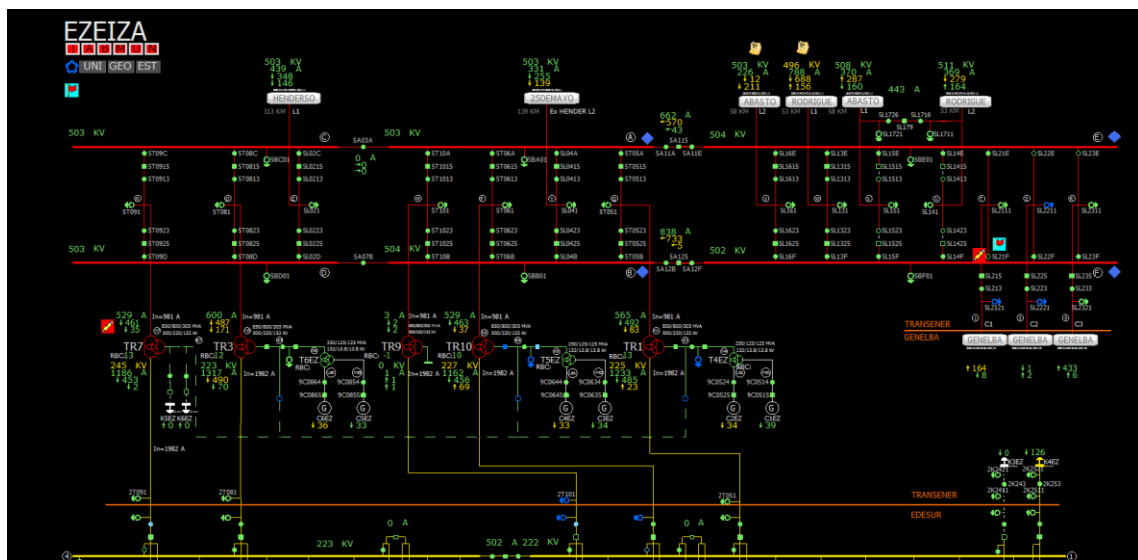
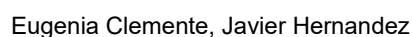


Figura 7-2: Estación Transformadora Ezeiza valores de campo (tensión, corriente, potencia activa y reactiva).



Página 46 de 150

$$M_k = M - C_k$$

donde C_k es el elemento retirado.

Para cada contingencia se ejecuta:

1. Actualización de la matriz de admitancias Y_k .
2. Resolución del flujo de potencia.
3. Evaluación de seguridad:

Violación si $|S_{ij}| > S_{max}$

Violación si $V_i < V_{min}$ o $V_i > V_{max}$

Índices de severidad

El SCADA calcula índices tales como:

IS1 – Índice de Sobrecarga

$$IS1 = \sum_i \left(\frac{|S_i|}{S_{max,i}} - 1 \right)_+$$

IS2 – Índice de Violación de Tensiones

$$IS2 = \sum_i (|V_i - V_i^{ref}|)$$

<

Figura 7-4: Pantalla del módulo de análisis de contingencias, resumen.

Security Analysis - Operation										Case Name From RDB		Snapshot Time 29/5/2026 15:00:05		Day Type FRI		Execution Time 29/5/2026 15:00:06		Solution Status Active					
Overview	Viol. Summary	Bus Violations	Branch Violations	Worst Violations	Outage/Viol. Log	New Violations	Full AC Ranking	Screening Ranking	Unsolved Outages	On-line List	Execution Messages												
SA - Worst Violation Summary																							
Sequence Number	Outage Title		Total Viol.	Outage Status	Single Pre MW	Single Pre AMP/MVA/MVAR	Station	Equipment ID		Equipment Type	Pre Value	Post Value	Unit	Rating Type	Rating Value	Temperature	%Outside Limit	Modified Status	% of Limit	Limit 1 (Low 1)	Limit 2 (High 1)	Limit 3 (Low 2)	
470	→ ATUCHASO-RODRIGUE/500L		7	OLD			RAMALLO	RAMALLO-VA LIA/220L2		Line	573.46	1226.61	AMP	LIMIT3	819.00		49.65	OLD	No		700.00	819.00	819.00
							ATUCHASO	ATUCHASO/500BARRAA		KV	497.53	460.74	KV	LLIMIT2	465.00		-0.92	OLD	No		475.00	525.00	465.00
480	→ ATUCHASO-RAMALLO/500L		2	OLD			RAMALLO	RAMALLO-VALIA/220L2		Line	573.46	881.24	AMP	LIMIT3	819.00		7.80	OLD	No		700.00	819.00	819.00

8 Capítulo 3: Estimador de Estados

8.1 Fundamentos del Método de Mínimos Cuadrados

8.1.1 Definición y principios básicos del método

En la operación en tiempo real de los sistemas de potencia la obtención de datos es más compleja de lo que parece, debido al deterioro o pérdida de la información en el proceso de lectura, transmisión y recepción de los datos. Antes de que se haga cualquier evaluación de la seguridad de un sistema o de que se tomen acciones de control para el mismo, se debe determinar un estado confiable del estado existente de la información.

El estimador de estado es, básicamente, una herramienta utilizada por los centros de control de energía eléctrica para una construcción, en tiempo real, del modelo eléctrico del sistema. Este modelo creado en tiempo real, debe ser confiable, sobre todo en la operación de mercados de energía, donde cuestiones económicas entran en conflicto. La importancia dada a la estimación del estado de los sistemas eléctricos ha creado la necesidad de nuevas metodologías de análisis que mejoren la confiabilidad y precisión.

De esta manera se proporciona una herramienta de estimación de estado basada en el método tradicional de mínimos cuadrados.

El método de estimación de estados por mínimos cuadrados es una técnica matemática utilizada para encontrar la mejor aproximación en problemas de ajuste de datos. Este método se basa en la minimización de la suma de los cuadrados de las diferencias entre los valores observados y los valores predichos por un modelo matemático. En esencia, esta técnica busca reducir al mínimo la discrepancia entre los datos reales y la representación modelada, generando así una solución óptima que permita describir o predecir un fenómeno con la mayor precisión posible. Este enfoque es ampliamente utilizado en diversas áreas como el análisis de regresión, el ajuste de curvas y la modelización de datos, siendo una herramienta esencial en disciplinas como la estadística, la ingeniería y la inteligencia artificial.

La estimación de estado realiza un análisis matemático del sistema basándose en datos recolectados por medidores e información sobre los parámetros de los componentes de la red. Esta recolección de información implica el análisis de mediciones muy grandes en la corriente y tensión, modelado de redes externas y detección errores en las mediciones de los parámetros que describen el estado de la red, estos últimos se conocen con el nombre de *errores grandes o groseros* en los cuales, una función debe detectar las mediciones erróneas y eliminarlas o sustituirlas. Generalmente estos errores son

causados por pérdida de comunicación con medidores o introducción de ruido en la medida, por mala calibración o por defectos en los equipos.

8.2 Principios eléctricos a través de una estimación

8.2.1 Principios estadísticos

El estimador de estados es, ante todo, una herramienta estadística. A diferencia del flujo de carga, que se basa estrictamente en el modelo eléctrico y sus ecuaciones algebraicas no lineales, el estimador utiliza la estructura de la red como soporte, pero su esencia radica en aplicar principios estadísticos para obtener el valor más confiable posible de cada variable del sistema.

Una medición SCADA convencional no permite saber si el valor recibido es completamente correcto, si está afectado por ruido o si contiene un error significativo. El sistema simplemente recibe la señal. En cambio, una medición estimada sí puede ser evaluada en términos de su confiabilidad. Gracias al modelo estadístico empleado, puede afirmarse con un nivel de confianza del 95% que el valor medio estimado se encuentra dentro de un intervalo de ± 2 sigmas (desviación estándar), lo cual expresa la dispersión esperada del error asociado a esa medición.

Este concepto está directamente vinculado con la **clase del medidor**, que no es más que el error máximo permitido para un dispositivo de medición. Cada equipo involucrado en la adquisición de datos (desde el sensor en el campo hasta el sistema SCADA/EMS) introduce pequeñas imprecisiones debido a tolerancias mecánicas, electrónicas y de comunicación. El estimador de estados incorpora estos márgenes de error en su formulación matemática y, mediante métodos como los mínimos cuadrados ponderados, asigna mayor peso a las mediciones más confiables y menor peso a aquellas con mayor incertidumbre.

De esta manera, el estimador no solo reconstruye el estado eléctrico del sistema: también **filtra, valida y corrige** las mediciones, transformando datos ruidosos y dispersos en información coherente, consistente y estadísticamente sustentada.

Concepto de clase, error de escala máxima, típicamente son 0.1, 1 y 2:

Cuanto más grande la población es más factible hacer una buena estimación.

Cuando la población de medidas es lo suficientemente grande el error resultante de la estimación de esa barra es menor que el error individual de los medidores que participan.

Es decir que si tengo 5 medidores y cada uno tiene un error de 2 kV (según el fabricante) instalados en la red de 500 kV, si hacemos el promedio calculamos estadísticamente el error resultante con respecto a la media. Se puede demostrar matemáticamente que este error es menor que el error individual de cada uno de los medidores y esto nos muestra una ventaja del estimador, porque cuando se encuentra muy bien sincronizado la calidad de la medida desde el punto de vista del error alrededor del valor promedio es mejor que una medida individual, siempre y cuando las medidas que participen sean coherentes.

8.2.2 Conceptos básicos de estadísticas

Moda: Valor que aparece con más frecuencia en un conjunto de datos.

Mediana: Valor medio del conjunto ordenado que lo divide exactamente por la mitad.

Medio: Valor central que comúnmente se conoce como promedio aritmético

Percentil: Valor por debajo del cual cae el porcentaje dado de observación en el conjunto de datos.

Rango: Diferencia entre el valor más grande y el más pequeño de un conjunto de datos.

Variación: Medida estadística de la dispersión entre los números en un conjunto de datos.

Desviación Estándar: Estadística que calcula la dispersión de un conjunto de datos en comparación con su media.

8.2.3 Distribución Normal

Es una función de densidad de probabilidad para una variable aleatoria continua en un sistema.

Tiene dos parámetros: media y desviación estándar.

Cuando se desconoce la distribución de variables aleatorias, se utiliza la distribución normal.

Criterios de la Distribución Normal

- Una distribución simétrica ocurre cuando los valores de las variables aparecen en frecuencias regulares y, a menudo, la media, la mediana y el modo ocurren en el mismo punto.
- Si se dibujara una línea diseccionando el centro del gráfico, revelaría dos lados son simétricos. Por eso la llamamos campana de Gauss.

- La distribución es simétricamente alrededor de la media, cuya anchura se define por la desviación estándar.

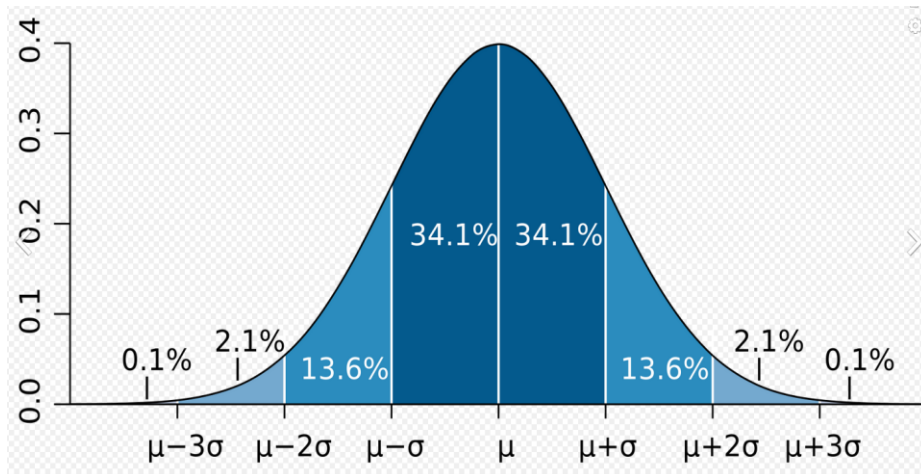


Figura 8-1: Desviación Estándar para una muestra - S_x

Es uno de los componentes de una prueba paramétrica estadística utilizada para analizar una población. → El otro componente es la media.

“La población debe cumplir ciertos requisitos como el tamaño, ya que mientras más grande sea, más exacto será el cálculo.”

Requiere que se especifique la forma de distribución de la población, en el caso de las variables eléctricas se asume es una normal (en el pasado se utilizaba una distribución tipo t-student).

Para poder aplicarse la prueba debe cumplirse:

- **Normalidad:** El análisis y observaciones que se obtienen de las muestras deben considerarse normales. Se deben realizar pruebas de bondad de ajuste donde se determina que tan adaptadas se encuentran las muestras y cómo discrepan de los valores esperados.
- **Homogeneidad:** Los grupos deben presentar variables uniformes, es decir, que sean homogéneas.
- **Errores:** Los errores que se presenten deben de ser independientes. Esto solo sucede cuando los sujetos son asignados de forma aleatoria y se distribuyen de forma normal dentro del grupo.

La desviación estándar mide la cantidad de variación o dispersión en un conjunto de valores de datos en relación con su media (promedio). Es una herramienta estadística utilizada para interpretar la fiabilidad de los datos. Está representado por el símbolo ' σ '.

Fórmula para una población
$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \mu)^2}{N}}$$

Donde:

- σ : desviación estándar poblacional.
- x_i : cada dato de la muestra.
- μ : media poblacional.
- N : número total de datos.

Fórmula para una muestra
$$S_X = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n-1}}$$

Donde:

- s : desviación estándar muestral.
- $\bar{x}$: media muestral.
- n : cantidad de datos.

8.2.4 Distribución Prueba Chi-Cuadrado o de Pearson (verifica la calidad global del ajuste obtenido por mínimos cuadrados)

Conceptos

- Procedimiento estadístico utilizado para determinar si existe una diferencia significativa entre los resultados esperados y los observados en una o más categorías.
- Es uno de los métodos utilizados para probar la hipótesis de que los valores estimados tienen una probabilidad de estar en +/- 1 desviaciones estándar.
- Son unas pruebas no paramétricas o de “distribución libre” en que los datos observados no necesariamente tienen una distribución normal.
- Requieren que se realice una formulación de una hipótesis
- Las observaciones deben de ser independientes
- El cálculo estadístico del Chi-Cuadrado y su comparación con un valor crítico de la distribución Chi-Cuadrado, permite evaluar si los resultados obtenidos son significativamente diferentes a los esperados.

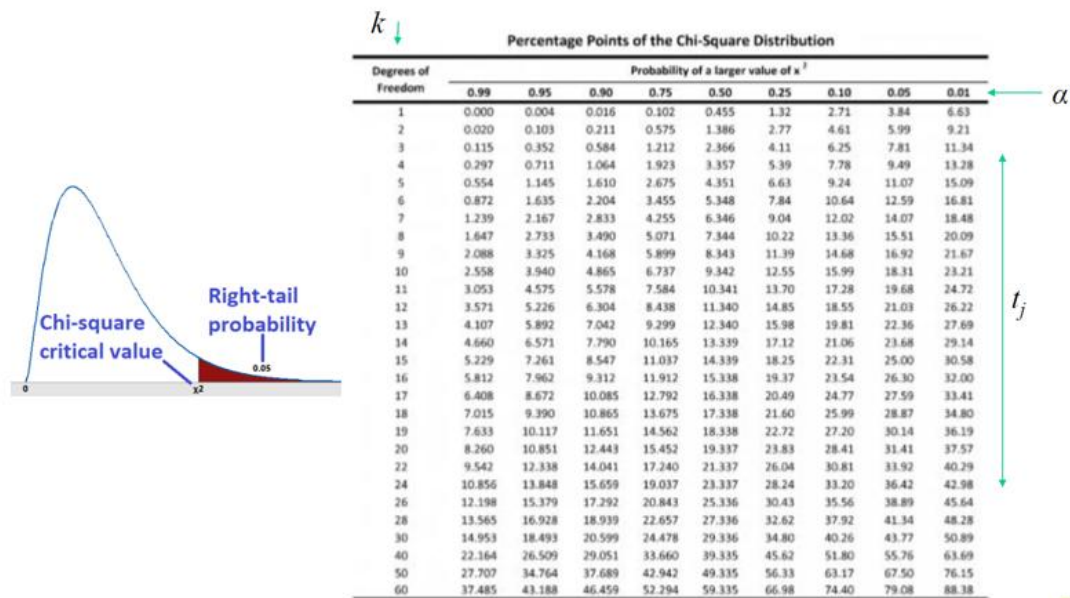


Figura 8-2: Puntos porcentuales de la distribución Chi-cuadrado

8.2.5 Prueba de Bondad de Ajuste

La prueba de bondad de ajuste de Chi-cuadrado verifica cuan probable que los datos de su muestra provengan de una distribución teórica específica.

Es decir que todo el universo de medidas estimadas se encuentra en $\pm 1 \sigma$ con una probabilidad del 95%.

Es una prueba de Chi-cuadrado que se utiliza para comparar una muestra recogida aleatoriamente que contiene una única variable categórica con una población mayor.

Es el tipo de prueba que utiliza el estimador de estados en cada una de las iteraciones que realiza para eliminar mediciones inválidas.

Pasos:

1. Se define la hipótesis nula y alternativa antes de iniciar la recolección de datos.
2. Se decide cuál será el valor alfa. Esto implica decidir el riesgo que se está dispuesto a asumir de llegar a una conclusión errónea. Por ejemplo, supongamos que fijamos un valor $\alpha=0,05$ para las pruebas que las medidas están dentro de la distribución estándar.
3. Se comprueba los datos para ver si hay errores.
4. Se comprueba los supuestos de la prueba.
5. Se realiza la prueba y se obtienen conclusiones

Teniendo en cuenta los anteriores conceptos estadísticos de probabilidad y buscando obtener la mayor cantidad posible de mediciones para aproximarnos a una **distribución normal**, los ingenieros electricistas advirtieron que dos mediciones pueden resultar insuficientes para considerarse una **población** representativa. Sin embargo, conociendo la **impedancia de la línea** entre las subestaciones A y B ($r + jx$), y sabiendo que dicha impedancia mantiene una **relación fija** dentro de los rangos de temperatura en los que se opera donde las resistencias, reactancias y susceptancias pueden considerarse constantes, se abre una alternativa.

Si esto es cierto, entonces para cada línea existe una impedancia constante y, dado que se conocen las leyes físicas que rigen el sistema eléctrico (como la Ley de Ohm), nada impide **trasladar una medición tomada en la barra B hacia la barra A**. Es decir, si se conoce el voltaje en la barra B, se cuenta con los elementos necesarios para calcular ese mismo voltaje referido a la barra A.

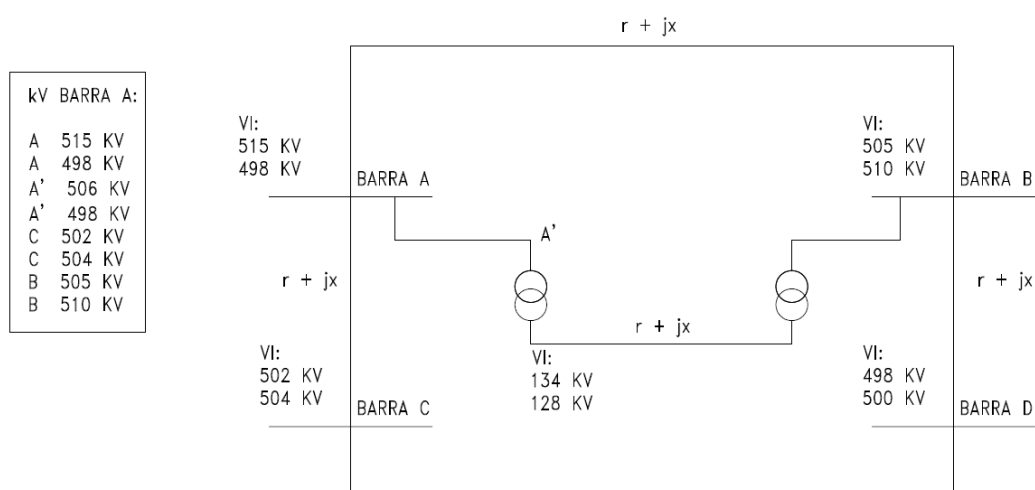


Figura 8-3: Unifilar de barras

Que nos impone esto?

Al observar la figura anterior se puede decir que no es cierto que para hacer una estimación de estados de la barra A se tenga una población de solo dos medidas (las que se reciben de campo) sino que si se dispone también de las mediciones de las barras B, C y A' (conociendo la tensión del lado de baja y la relación de transformación del trafo) y se refiere la tensión de B,C y A' a la barra A (siempre y cuando se conozca el valor de la impedancia) se puede agrandar la población de medidas (kV) de la barra A.

8.2.6 Ejemplo de aplicación

La mayoría de los EMS de los centros de operación del mundo, han basado la estimación de estados en el método de Mínimos Cuadrados Ponderados (Weighted Least Squares - WLS).

El WLS es un estimador de estados estático, que obtiene resultados a partir del conjunto de medidas actuales, pero sin tener en cuenta la información histórica reciente del sistema.

Para comprender la dinámica del método, a continuación se presenta un ejemplo de sistema eléctrico, en el que se puede observar que, desde cada barra, se obtienen un conjunto de mediciones de tensión (VI), las cuales se conforman por las mediciones propias de la barra más las referidas de las barras adyacentes, con el fin de lograr la mayor población posible como se explicó anteriormente.

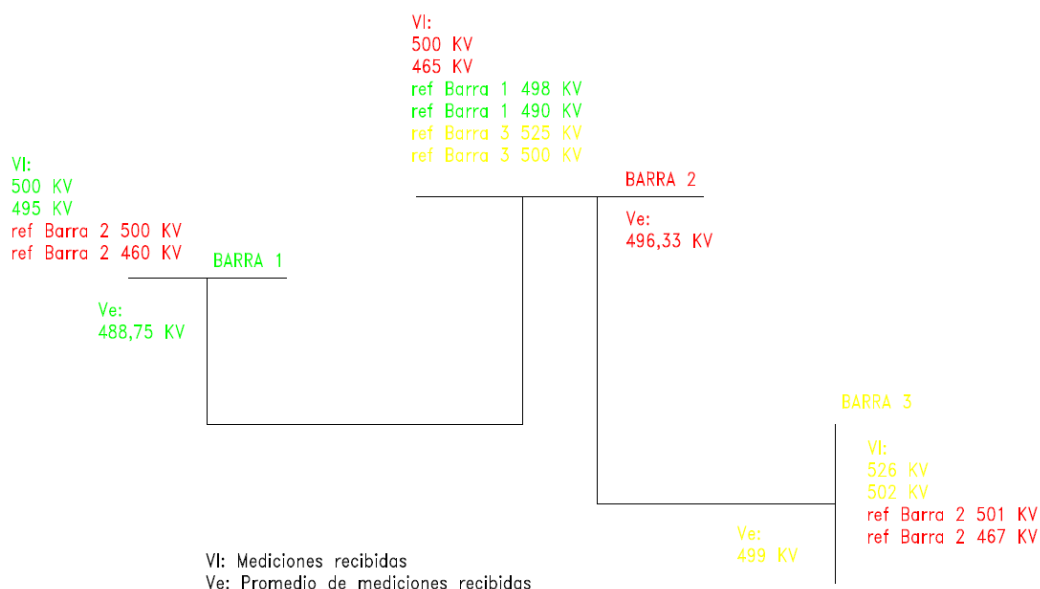


Figura 8-4: Unifilar de barras. Ejemplo de aplicación.

A partir de estos valores el Estimador realiza un promedio de las mediciones recibidas (Ve).

Prueba de Residual normalizado (identifica la medición problemática)

Teniendo en cuenta las siguientes definiciones se procede a explicar la Prueba de Residual normalizado:

- VI: mediciones recibidas
- Ve: promedio de las mediciones recibidas
- Res: desviación de la medición con respecto al promedio

- Res^2 : desviación al cuadrado
- $Res\ Norm$: Resultado Prueba Residual
- n : cantidad de mediciones recibidas

Para esta prueba inicialmente se calcula el promedio (Ve) de las mediciones recibidas (vl),

A partir de estas se determina la desviación (Res) de cada medición con respecto al promedio (Ve).

Se obtiene el cuadrado de estas desviaciones (Res^2)

Se obtiene la suma total de estos cuadrados Tot $\sum (Res^2)$

Se calcula la raíz de la suma total de los cuadrados de las desviaciones.

Se determina el grado del sistema ($n-1$)

Se calcula la desviación estándar sigma:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (vl - ve)^2}{n - 1}}$$

Existe una prueba, llamada “Las pruebas de residual normalizado” que se basa en, que si se calcula el residual (Res) y se lo divide entre el sigma (error calculado), se puede eliminar todas las mediciones que den residual mayor a 1 porque son mediciones que producen un error por encima del verdadero.

“Cada prueba residual de cada medición debe ser <1, de lo contrario se repite la iteración sin aquellas que no cumplan esta condición.”

El proceso de iteración se repite hasta que se obtengan pruebas residuales aceptables.

Teniendo en cuenta estos pasos se muestra a continuación los primeros resultados de una iteración:

Barra 1					Barra 2				
VI [Kv]	Ve [Kv]	Res [Kv]	Res^2	Res Norm	VI [Kv]	Ve [Kv]	Res [Kv]	Res^2	Res Norm
500	488,75	11,25	126,5625	1,009037	500	496,33	3,67	13,44444	0,423578
495	488,75	6,25	39,0625	0,560576	465	496,33	-31,33	981,7778	-3,61967
500	488,75	11,25	126,5625	1,009037	498	496,33	1,67	2,777778	0,192536
460	488,75	-28,75	826,5625	-2,57865	490	496,33	-6,33	40,11111	-0,73164
Tot $\sum$ (Res^2)			1118,75		Tot $\sum$ (Res^2)			1873,333	
Ve	488,75				Ve	496,33			
Sqrt	33,44772				Sqrt	43,282021			
n-1	3				n-1	5			
σ	11,14924				σ	8,6564042			

Barra 3				
VI [Kv]	Ve [Kv]	Res [Kv]	Res^2	Res Norm
526	499	27	729	1,927479
502	499	3	9	0,214164
501	499	2	4	0,142776
467	499	-32	1024	-2,28442
Tot $\sum$ (Res^2)			1766	
Ve	499,00			
Sqrt	42,023803			
n-1	3			
σ	14,007934			

Figura 8-5: Primeros resultados de una iteración.

Se puede observar que hay mediciones que no pasan la prueba (en rojo).

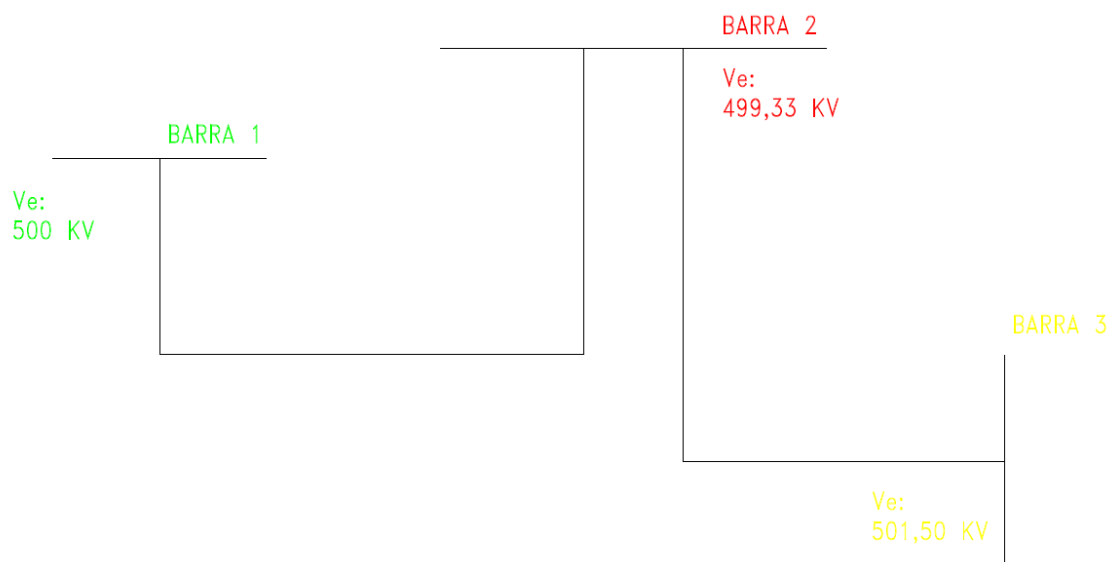
Estas medidas que dan valor residual mayor a 1, a pesar de que lleguen con buena telemetría desde campo no se utilizan (se colocan en un área intermedias para ser evaluadas luego, pero no forman parte de esta medición).

Con lo cual en la nueva población de medidas, las que están en rojo se consideran anómalas y se eliminan, quedando una nueva población de medidas (verdes).

Se vuelve a repetir la prueba donde se obtienen los siguientes resultados:

Barra 1					Barra 2				
VI [Kv]	Ve [Kv]	Res [Kv]	Res^2	Res Norm	VI [Kv]	Ve [Kv]	Res [Kv]	Res^2	Res Norm
500	498,3333	1,666666667	2,777778	0,707106781	500	497,00	3,00	9	1,376494403
500	498,3333	1,666666667	2,777778	0,707106781	498	497,00	1,00	1	0,458831468
					500	497,00	3,00	9	1,376494403
Tot Σ (Res^2)			5,555556		Tot Σ (Res^2)			19	
Ve	500				Ve	499,33			
Sqrt	2,357023				Sqrt	4,3588989			
n-1	1				n-1	2			
σ	2,357023				σ	2,1794495			

Como conclusión se puede decir que se obtiene el siguiente unifilar con las tensiones estimadas acorde a la última iteración.



Una vez logrado el objetivo, se realiza una **prueba de ajuste de bondad** (prueba de ajuste residual Chi-cuadrado) que correlaciona todos los nuevos errores.

Quando se tiene una distribución Normal donde se determina una desviación estándar σ , la distribución que mejor permite analizar un conjunto de mediciones estimadas (población) se llama Chi-cuadrado.

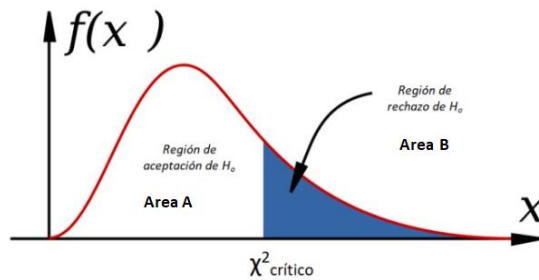


Figura 8-9: Distribución de Chi-cuadrados.

Esta distribución, es una distribución de probabilidades, cuenta con dos colas separadas por el $X^2_{critico}$.

Si se analiza el área A debajo de la curva, se puede decir que se tiene la probabilidad de que el error está dentro de un valor esperado, es decir se tiene un porcentaje de confianza.

En otras palabras el área A debajo de la curva define el grado de certidumbre de que una medida esta buena.

Esta prueba se utiliza para correlacionar todas las mediciones del sistema (Barra 1, 2 y 3).

Como se utiliza?

La prueba Chi-cuadrado se define con la siguiente ecuación:

$$X^2 = \frac{\sum(L - E)^2}{n - 1}$$

L: valor leído

E: valor estimado

n: cantidad de mediciones

n-1: grados de libertad

Esta prueba permite establecer la certidumbre de que todas las mediciones estén buenas entre sí, porque se pudo haber hecho estimaciones individuales en cada barra y cuando se las juntan terminan siendo inconsistentes.

La población de medidas ya no se ven a nivel de barra, sino a nivel global de todo el sistema.

Para poder llevar a cabo esto, se tienen en cuenta las medidas de la última iteración que pasaron las pruebas:

Med	Estimada	(L-E) ^ 2	
500	498,3333333	2,778	Barra 1
500	498,3333333	2,778	Barra 1
500	497	9,000	Barra 2
498	497	1,000	Barra 2
500	497	9,000	Barra 2
502	501,5	0,250	Barra 3
501	501,5	0,250	Barra 3
n	7		
$\sum (L-E)^2$	25,056		
CHI ^ 2	4,176		

Figura 8-10: Tabla resultados – Chi-cuadrado.

El estimador de estados se dice que converge cuando se tiene un 95% de certidumbre, situación en la cual se puede decir que los errores están dentro del error estándar.

Por tabla se observa que para un 95% de certidumbre y con 6 grados de libertad (n-1) se tiene un valor de Chi-cuadrado igual a 1,635.

$k \downarrow$

Percentage Points of the Chi-Square Distribution

Degrees of Freedom	Probability of a larger value of χ^2								α
	0.99	0.95	0.90	0.75	0.50	0.25	0.10	0.05	0.01
1	0.000	0.004	0.016	0.102	0.455	1.32	2.71	3.84	6.63
2	0.020	0.103	0.211	0.575	1.386	2.77	4.61	5.99	9.21
3	0.115	0.352	0.584	1.212	2.366	4.11	6.25	7.81	11.34
4	0.297	0.711	1.064	1.923	3.357	5.39	7.78	9.49	13.28
5	0.554	1.145	1.610	2.675	4.351	6.63	9.24	11.07	15.09
6	0.872	1.635	2.204	3.455	5.348	7.84	10.64	12.59	16.81
7	1.239	2.167	2.833	4.255	6.346	9.04	12.02	14.07	18.48
8	1.647	2.733	3.490	5.071	7.344	10.22	13.36	15.51	20.09
9	2.088	3.325	4.168	5.899	8.343	11.39	14.68	16.92	21.67
10	2.558	3.940	4.865	6.737	9.342	12.55	15.99	18.31	23.21
11	3.053	4.575	5.578	7.584	10.341	13.70	17.28	19.68	24.72
12	3.571	5.226	6.304	8.438	11.340	14.85	18.55	21.03	26.22
13	4.107	5.892	7.042	9.299	12.340	15.98	19.81	22.36	27.69
14	4.660	6.571	7.790	10.165	13.339	17.12	21.06	23.68	29.14
15	5.229	7.261	8.547	11.037	14.339	18.25	22.31	25.00	30.58
16	5.812	7.962	9.312	11.912	15.338	19.37	23.54	26.30	32.00
17	6.408	8.672	10.085	12.792	16.338	20.49	24.77	27.59	33.41
18	7.015	9.390	10.865	13.675	17.338	21.60	25.99	28.87	34.80
19	7.633	10.117	11.651	14.562	18.338	22.72	27.20	30.14	36.19
20	8.260	10.851	12.443	15.452	19.337	23.83	28.41	31.41	37.57
22	9.542	12.338	14.041	17.240	21.337	26.04	30.81	33.92	40.29
24	10.856	13.848	15.659	19.037	23.337	28.24	33.20	36.42	42.98
26	12.198	15.379	17.292	20.843	25.336	30.43	35.56	38.89	45.64
28	13.565	16.928	18.939	22.657	27.336	32.62	37.92	41.34	48.28
30	14.953	18.493	20.599	24.478	29.336	34.80	40.26	43.77	50.89
40	22.164	26.509	29.051	33.660	39.335	45.62	51.80	55.76	63.69
50	27.707	34.764	37.689	42.942	49.335	56.33	63.17	67.50	76.15
60	37.485	43.188	46.459	52.294	59.335	66.98	74.40	79.08	88.38

t_j

Figura 8-11: Puntos porcentuales de la distribución Chi-cuadrado

De esta manera en el ejemplo propuesto, como el Chi-cuadrado calculado es mayor al de tabla no se puede garantizar para un 95% de certidumbre que todas las mediciones están dentro del error estándar, es decir en este caso la prueba falla.

Al ocurrir esto, el estimador de estados busca de todas las mediciones cual es la que tiene el mayor error estándar y las elimina de la lista:

Med	Estimada	(L-E) ^ 2	
500	498,3333333	2,778	Barra 1
500	498,3333333	2,778	Barra 1
500	497	9,000	Barra 2
498	497	1,000	Barra 2
500	497	9,000	Barra 2
502	501,5	0,250	Barra 3
501	501,5	0,250	Barra 3

Figura 8-12: Búsqueda del mayor error estándar

Se vuelve a realizar las pruebas de residual normalizado sin estas filas eliminadas y después se vuelve a calcular el Chi-cuadrado nuevamente hasta que el valor por calculo este debajo del valor de tabla para un 95% de certidumbre.

Si esto se cumple, el estimador de estado converge y se toma como valores estimados de tensión aceptables los valores de la última prueba residual (y que a su vez validan por Chi-cuadrado).

9 Capítulo 4: Proceso de validación del Modelo

En el presente capítulo se desarrolla el proceso de validación del modelo eléctrico utilizado por el Estimador de Estados, con el objetivo de verificar su coherencia, precisión y representatividad respecto del sistema real. La validación constituye una etapa fundamental dentro del proceso de implementación y mantenimiento del modelo, ya que de ella depende la confiabilidad de los resultados obtenidos y, en consecuencia, la calidad de las decisiones operativas basadas en dichos resultados.

El procedimiento de validación se estructura en dos fases complementarias. En una primera etapa, se realiza la comparación entre las mediciones proporcionadas por el sistema SCADA y los valores estimados por el Estimador de Estados. Esta instancia permite identificar discrepancias entre las magnitudes medidas en campo (tensiones, flujos de potencia activa y reactiva, e inyecciones nodales) y aquellas calculadas mediante el proceso de estimación. Idealmente, si el modelo eléctrico y la topología se encuentran correctamente representados, las diferencias entre medición y estimación deben mantenerse dentro de márgenes técnicamente aceptables, determinados por la precisión instrumental y los umbrales estadísticos del estimador.

Por ejemplo, si en una barra de 132 kV el sistema SCADA registra una tensión de 131,2 kV y el Estimador de Estados calcula 131,0 kV, la diferencia relativa resulta inferior al 0,2 %, lo cual se considera un desvío normal. Sin embargo, si en una línea determinada el SCADA mide un flujo de 85 MW y el estimador arroja 92 MW, la discrepancia podría indicar errores en la carga de impedancias, en los límites operativos de un generador asociado o incluso inconsistencias topológicas, como un interruptor modelado en estado incorrecto. En este sentido, la comparación sistemática entre ambas fuentes de información permite detectar errores de modelado, mediciones defectuosas o problemas de observabilidad.

Una vez concluida esta primera verificación, se avanza hacia una segunda etapa de validación, consistente en contrastar los resultados del Estimador de Estados con los obtenidos mediante un software de análisis eléctrico de carácter ingenieril, como PSSE, desarrollado por Siemens. Este tipo de herramientas permite realizar estudios de flujo de cargas bajo condiciones estacionarias, utilizando los mismos parámetros eléctricos que el modelo operativo. La comparación entre ambos resultados posibilita verificar la coherencia estructural del modelo, asegurando que las impedancias, configuraciones de transformadores, límites de generación y parámetros de red estén correctamente definidos. Cuando las tensiones nodales, los flujos de potencia y las inyecciones

calculadas por ambas plataformas resultan equivalentes dentro de tolerancias técnicas razonables, puede afirmarse que el modelo presenta consistencia tanto desde la perspectiva operativa como desde la perspectiva ingenieril.

La calidad del proceso de estimación depende de manera directa del nivel de detalle y precisión con que se encuentren modelados los distintos elementos que componen el sistema eléctrico, una estimación confiable solo es posible cuando todos los componentes de la red están correctamente representados en términos eléctricos y topológicos. En caso contrario, el Estimador de Estados interrumpe el proceso de cálculo en el último elemento correctamente modelado, generando pérdida de observabilidad aguas abajo de dicho punto.

9.1 Modelado del Sistema Eléctrico

En lo que respecta al modelado de generadores, resulta indispensable incorporar la curva de capacidad P-Q, los límites mínimos y máximos de potencia activa y reactiva, así como la tecnología asociada a cada unidad. No es equivalente modelar un generador térmico convencional que uno hidráulico o una central solar, dado que sus restricciones operativas y comportamientos dinámicos difieren sustancialmente. En el caso de centrales de ciclo combinado, debe considerarse además la posibilidad de operación independiente o conjunta de las turbinas a gas y de vapor, modelando cada configuración operativa posible. Un error en la definición de los límites de potencia, por ejemplo fijar un P_{max} inferior al real, puede provocar que el estimador redistribuya artificialmente flujos en la red para compensar una restricción inexistente.

Los parques renovables, por su parte, se modelan generalmente mediante la definición de sus límites operativos de potencia activa y reactiva. Si bien su generación depende de la disponibilidad del recurso primario, es fundamental establecer correctamente los rangos de operación para que el estimador pueda calcular adecuadamente la inyección nodal bajo distintas condiciones de despacho.

El modelado de transformadores requiere especial atención debido a su influencia en los perfiles de tensión y en la distribución de flujos de potencia reactiva. Deben cargarse las tensiones nominales de cada arrollamiento, la potencia nominal, las impedancias serie y, en el caso de transformadores de tres arrollamientos o autotransformadores, las impedancias equivalentes entre devanados. Asimismo, es imprescindible identificar el tipo de conexión (estrella, triángulo, estrella a tierra) y el grupo vectorial, ya que estos determinan el comportamiento de las corrientes de secuencia y la relación angular entre

tensiones. Los taps de regulación constituyen un elemento adicional de relevancia, ya que permiten modificar la relación de transformación para mantener niveles de tensión dentro de rangos aceptables. Una posición de tap incorrectamente modelada puede generar diferencias sistemáticas entre las tensiones medidas y las estimadas.

Las líneas y cables de transmisión se representan mediante sus parámetros eléctricos longitudinales, esto es, resistencia, reactancia y susceptancia, ya sea expresados en valores por unidad o en términos físicos por kilómetro. Estos parámetros determinan las caídas de tensión y los flujos de potencia, por lo que un error en su magnitud impacta directamente en la precisión del cálculo del flujo de cargas. Asimismo, deben considerarse los valores asociados a estudios de cortocircuito cuando el modelo lo requiera.

Los dispositivos de compensación reactiva, tales como capacitores y reactores shunt, se modelan definiendo sus capacidades máximas y mínimas de operación, así como su estado normal. Estos elementos influyen significativamente en el perfil de tensión del sistema, particularmente en redes extensas o con elevada penetración de generación renovable.

Las cargas representan otro componente fundamental del modelo. Desde el punto de vista operativo, suelen clasificarse en cargas conformes y no conformes. Las primeras presentan patrones de comportamiento predecibles en función de variables temporales como la hora del día o la estación del año, tal como ocurre con las demandas residenciales o comerciales. Las cargas no conformes, en cambio, corresponden a consumos cuya variabilidad resulta difícil de anticipar, como sucede en procesos industriales discontinuos, por ejemplo, acerías con hornos eléctricos. La correcta caracterización de la demanda es crucial para que el Estimador de Estados pueda ajustar adecuadamente las inyecciones nodales.

Finalmente, la representación topológica del sistema requiere modelar el estado normal de interruptores y seccionadores, indicando si se encuentran abiertos o cerrados. Este aspecto resulta determinante, ya que el Estimador de Estados construye la red matemática a partir de la topología declarada. Una discrepancia entre el estado real y el estado modelado puede generar errores significativos en los resultados. En cada barra de tensión, el estimador calcula como variables fundamentales el módulo y el ángulo de la tensión, constituyendo estos valores la solución final del problema de estimación.

9.2 1ra Etapa: Validación con el SCADA (valores en tiempo real)

A modo de ejemplo y con el propósito de esquematizar un caso de estudio, se describe la Estación Transformadora Rosario Oeste, dado que constituye un nodo fundamental del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), la cual se presenta en la siguiente imagen.

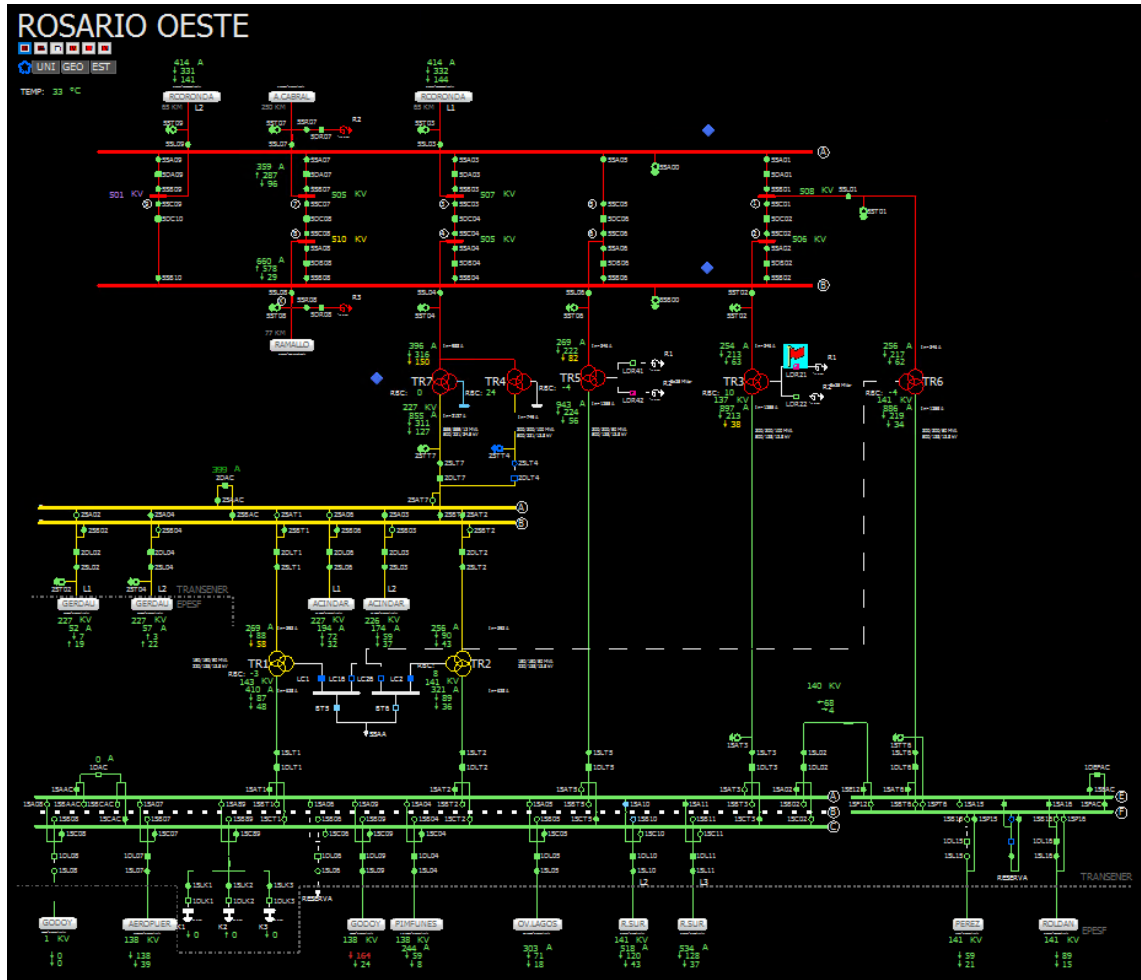


Figura 9-1: Estación transformadora Rosario Oeste.

Como se aprecia en la figura, la estación está conformada por diversos niveles de tensión, representados mediante una codificación por colores, que se detallan a continuación:

CONVENCIONES		REFERENCIA SCADA	
MEDICIONES		EQUIPOS DE MANIOBRA	
Valor	Estado / Calidad	Valores	Estado / Calidad
1234	CORRECTA	■ ■ ■ ■	CORRECTA
1234	ALARMADA	■ ■ ■ ■	ALARMADA
1234	ERROR GROSERO DE MEDICIÓN	■ ■ ■ ■	ENTRADA MANUAL LOCAL
1234	ENTRADA MANUAL LOCAL	■ ■ ■ ■	ENTRADA MANUAL REMOTA
1234	ALARMAS BLOQUEADAS	■ ■ ■ ■	ERROR DE TELEMETRÍA LOCAL
1234	ERROR DE TELEMETRÍA LOCAL	■ ■ ■ ■	ERROR DE TELEMETRÍA REMOTO
1234	ERROR DE TELEMETRÍA REMOTO		
TENSIONES		Referencia Valores	
Nivel	Convención	■	EN TRANSICIÓN
500 kV	_____	■	CERRADO
345 kV	_____	■	ABIERTO
330 kV	_____	■	ERROR
220 kV	_____		
150 kV	_____		
132 kV	_____		
66 kV	_____		
33 kV	_____		
13 kV	_____		
ESTADOS DE ENERGIZACIÓN			
Estado	Convención		
ENERGIZADO:	_____		Línea sólida + color nivel de tensión
DESENERGIZADO:			Línea a trazos blanca
A TIERRA:	_____		Línea sólida marrón claro (barras y trafos)
			Línea a trazos marrón ó
	_____		Línea sólida marrón (Líneas puestas a tierra)
EXTREMO ABIERTO ENERGIZADO			Línea a trazos con el color correspondiente al nivel de tensión.
INCONSISTENCIAS EN LA RED	_____		Línea sólida lila

Figura 9-2: Esquema de convenciones.

La Estación Transformadora Rosario Oeste cuenta con un doble juego de barras en 500 kV, mediante el cual se conecta, a través de líneas aéreas, con las Estaciones Transformadoras Arroyo Cabral y Ramallo, y mediante doble terna con la Estación Transformadora Río Coronda.

Este nivel de tensión se vincula con el doble juego de barras de 220 kV a través de los transformadores TR7 y TR4.

Desde las barras de 220 kV se derivan las líneas aéreas que abastecen a clientes de alta demanda, principalmente vinculados a la producción de acero, como las empresas Gerdau y Acindar. Dichas líneas suelen transportar potencias del orden de varios kW con características no conformes, por lo que resulta fundamental conocer su VIPQ, dado que las variaciones en el consumo de las acerías constituyen una de las variables relevantes a considerar en el control de la frecuencia del sistema.

En la figura se identifica además el juego de barras de 132 kV, el cual se interconecta con el nivel de 500 kV mediante los transformadores TR5, TR3 y TR6, y con el juego de 220 kV a través de los transformadores TR1 y TR2.

En 132 kV se vinculan a través de líneas aéreas a las ET GODOY, AEROPUERTO, a las ET PEREZ y ROLDAN, etc.

De esta manera, las señales provenientes de los dispositivos de medición en campo tales como estados de interruptores y seccionadores, así como las mediciones asociadas a líneas, transformadores y bancos de capacitores (tensión, corriente, potencia activa y reactiva: V, I, P y Q) se visualizan en color verde cuando su estado o medición resulta confiable.

En este caso particular, se observa que los datos de campo son correctos y se encuentran dentro de los límites operativos establecidos, excepto aquellas mediciones representadas en color amarillo o rojo, lo cual indica la violación de los límites normales de operación. El sistema SCADA dispone de una tabla de tolerancias operativas para cada línea y transformador, mediante la cual se evalúa si un determinado valor excede los límites admisibles; en tal situación, la variable es resaltada en color amarillo o rojo, en función del nivel de criticidad.

Una vez comprendida la conformación de la Estación Transformadora Rosario Oeste, es posible analizar los resultados obtenidos a partir del Estimador de Estados. Para que este proporcione una estimación confiable, resulta fundamental que la totalidad del sistema se encuentre correctamente modelada.

Por ejemplo, al observar la siguiente imagen, se aprecia que los interruptores se encuentran representados en color celeste, lo cual indica que los elementos de maniobra están incluidos en el modelo. Al estar modelados, estos pueden ser utilizados por el estimador de estados durante el proceso de cálculo.

Esto permite, tal como se destacó en el Capítulo 3, referir magnitudes eléctricas de un lado a otro de los distintos elementos del sistema.

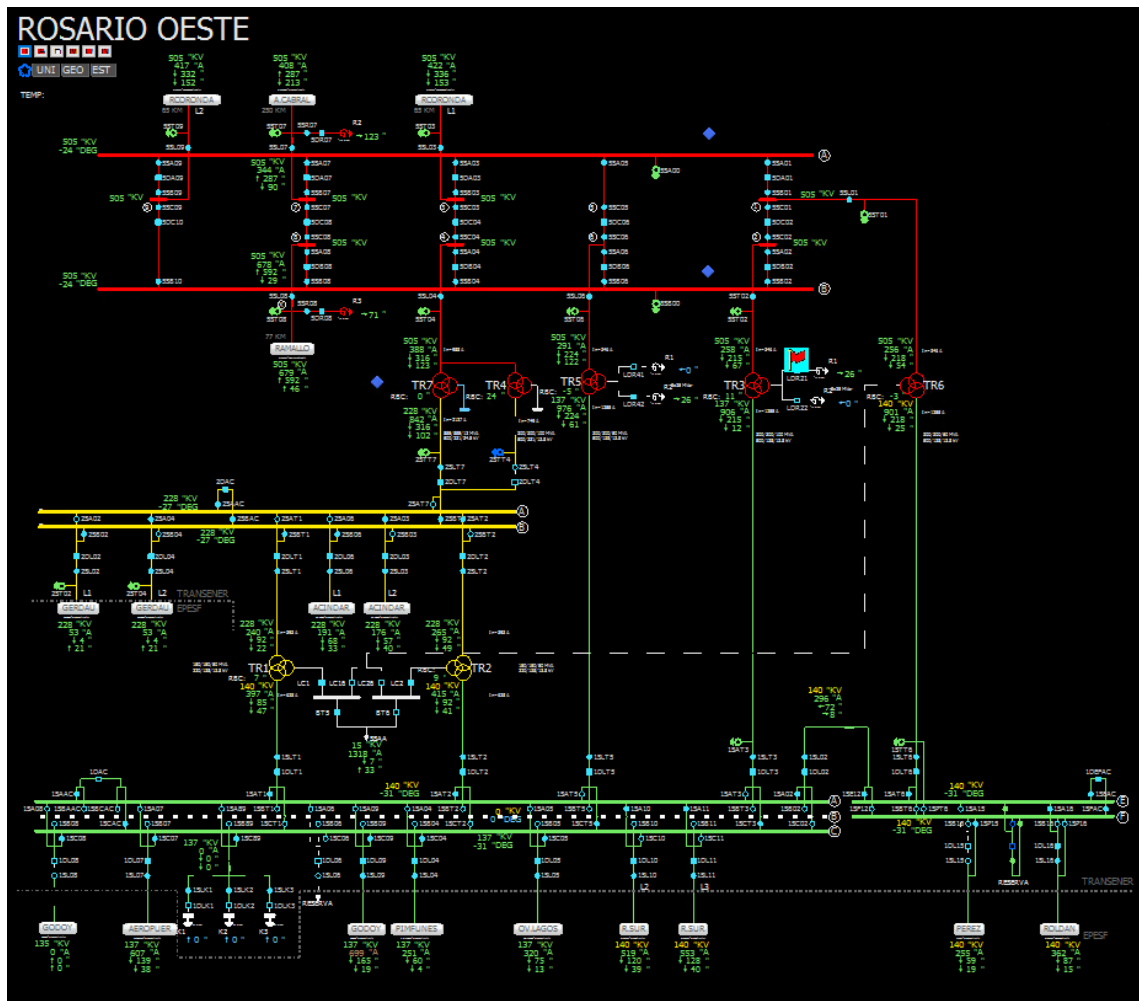


Figura 9-3: Estación transformadora Rosario Oeste.

Como se puede observar en la imagen anterior, los datos provenientes de la Estación Transformadora Arroyo Cabral no se encontraban disponibles en condiciones normales de operación, es decir, no se contaba con los valores recibidos desde el sistema SCADA.

Mediante la utilización del Estimador de Estados, es posible inferir los valores que presentarían dichas variables de campo, obteniendo así estimaciones de carácter probabilístico para ese punto del sistema.

Al comparar los estados de los interruptores y las mediciones provenientes de campo, puede concluirse que la estimación obtenida es adecuada, dado que los valores reales y los valores estimados resultan próximos entre sí.

Con el fin de evaluar la precisión de la estimación, se presenta la siguiente tabla comparativa entre los valores provenientes del SCADA y los valores calculados por el Estimador de Estados, lo que permite evidenciar la efectividad del algoritmo utilizado.

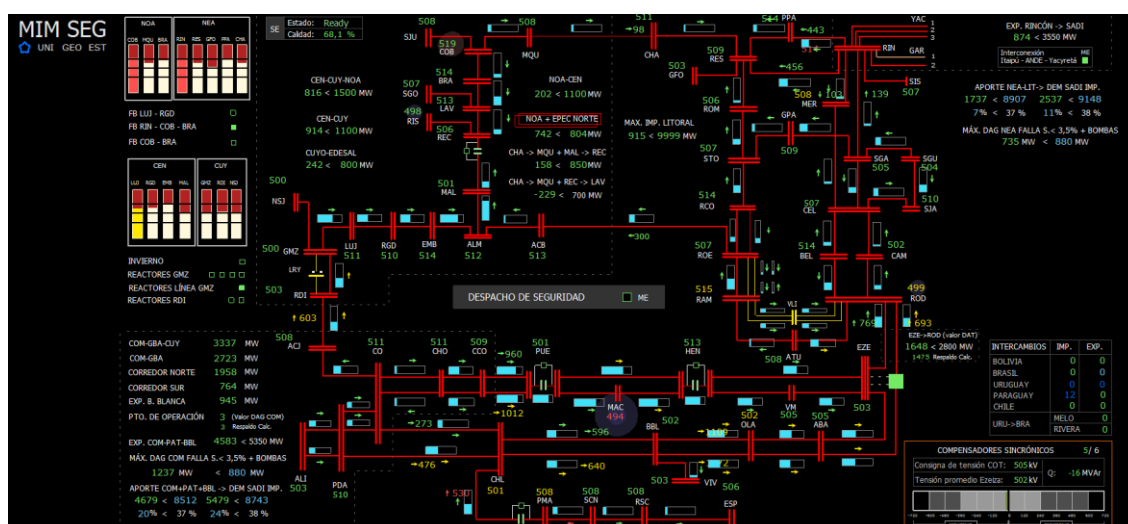


Figura 9-4: Red N 500kV – Tensiones y flujo de Potencia Activa, valores medidos.

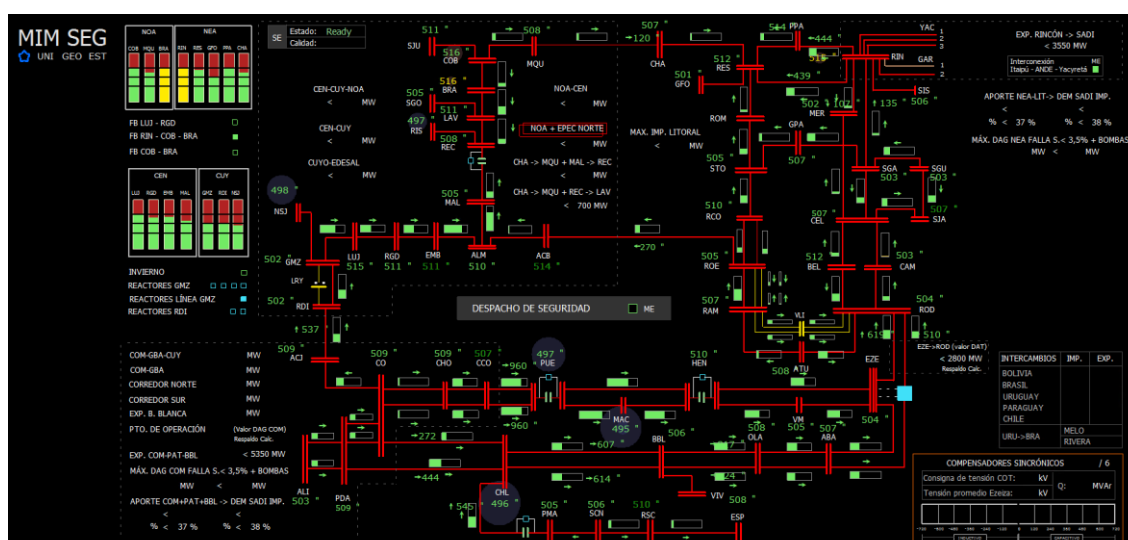


Figura 9-5: Red N 500kV – Tensiones y flujo de Potencia Activa, valores estimados.

9.3 2da Etapa: Validación con el PSSE

En este apartado se compara la sensibilidad de las líneas de 500 kV modeladas en el SCADA respecto del modelo desarrollado en PSSE para el día 23/03/2026 a las 20:00 hs.

Como punto de partida, debe considerarse que la demanda representada en el modelo SCADA es de 16.942,5 MW, mientras que en el modelo PSSE es de 16.983 MW. Por lo tanto, ambos casos presentan una diferencia inicial aproximada de 40,5 MW. No obstante, para este análisis se comparan las variaciones de flujo de potencia activa antes y después de una perturbación aplicada sobre la red de 500 kV en cada modelo, obteniéndose así las sensibilidades correspondientes y, posteriormente, la relación entre las sensibilidades calculadas en SCADA y en PSSE.

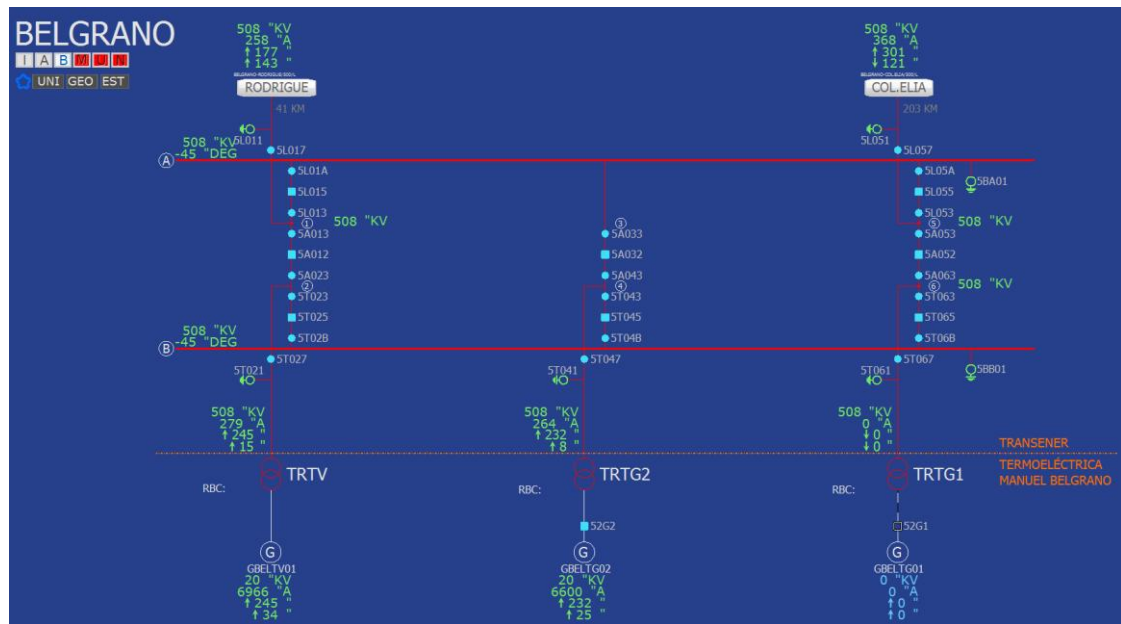


Figura 9-8: Unifilar ET BELGRANO y termoelectrica Manuel Belgrano TG2 y TV1 en servicio.

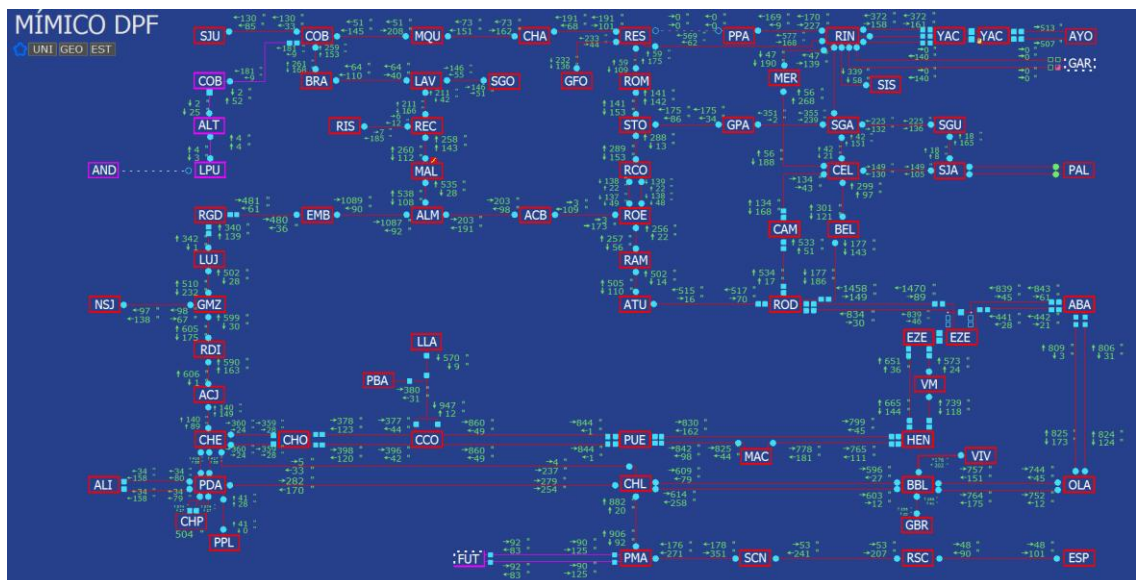


Figura 9-10: Red N – Potencia Activa y Reactiva SCADA con GBELTG01 fuera de servicio.

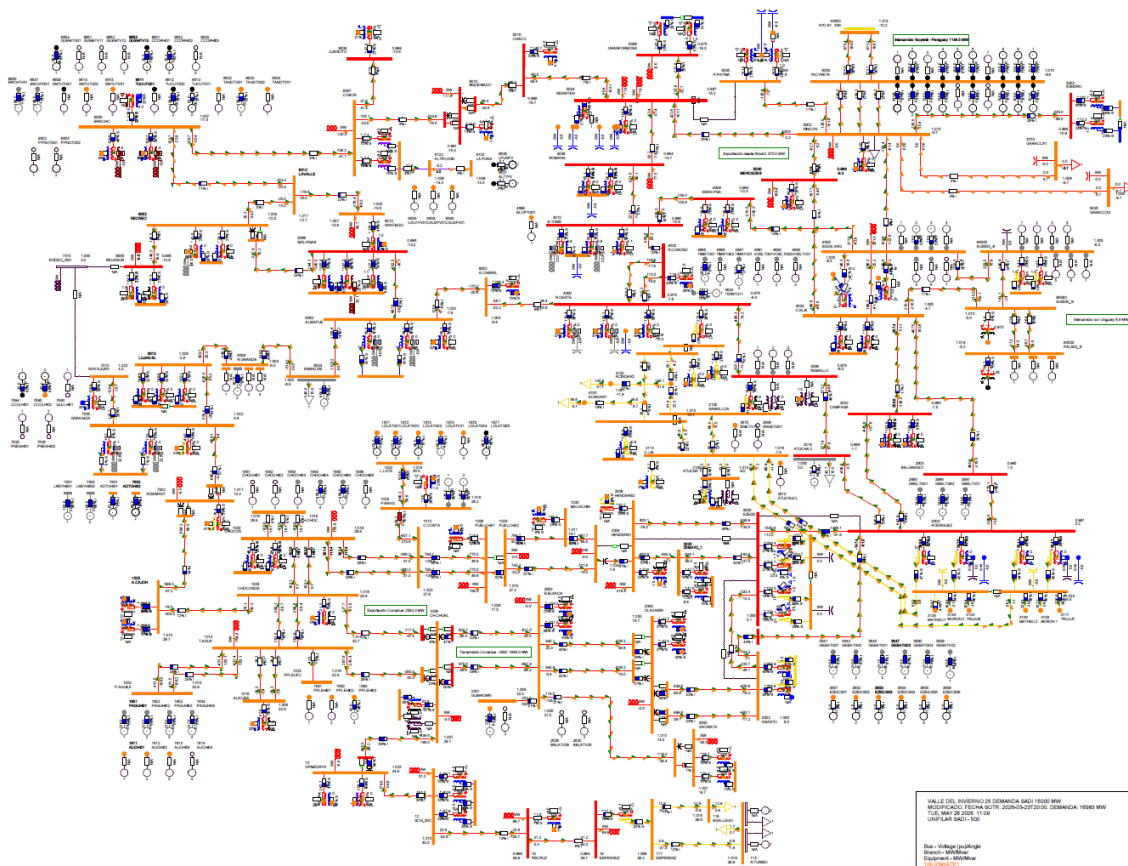


Figura 9-11: Red N – Potencia Activa y Reactiva PSSE con GBELTG01 en servicio.

Para el cálculo se desconecta la unidad TG1 (GBELTG01) de la Central Termoeléctrica Manuel Belgrano, produciendo una reducción de 243 MW y 64,07 Mvar de generación reactiva.

Machine Data Record

Power Flow Short Circuit NCSFC

Basic Data

Bus Number 2695 Bus Name GBELTG01 20.000

Machine ID 1 ☒ In Service Bus Type Code 2

Machine Data

Pgen (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)
243.0000	260.0000	70.0000
Qgen (Mvar)	Qmax (Mvar)	Qmin (Mvar)
-64.0691	180.0000	-90.0000
Mbase (MVA)	R Source (pu)	X Source (pu)
306.00	0.000000	0.180700

Transformer Data

R Tran (pu)
0.00000
X Tran (pu)
0.00000
Gentap (pu)
1.00000

Owner Data

Owner	Fraction
8 Select ...	1.000
0 Select ...	1.000
0 Select ...	1.000
0 Select ...	1.000

Wind Data

Control Mode

0 - Not a wind machine

Power Factor (WPF)

1.000

Plant Data

Sched Voltage	Remote Bus
0.9500	2695

OK Cancel

Figura 9-12: Termoeléctrica Manuel Belgrano GBELTG01 parámetros y límites y potencia generada.

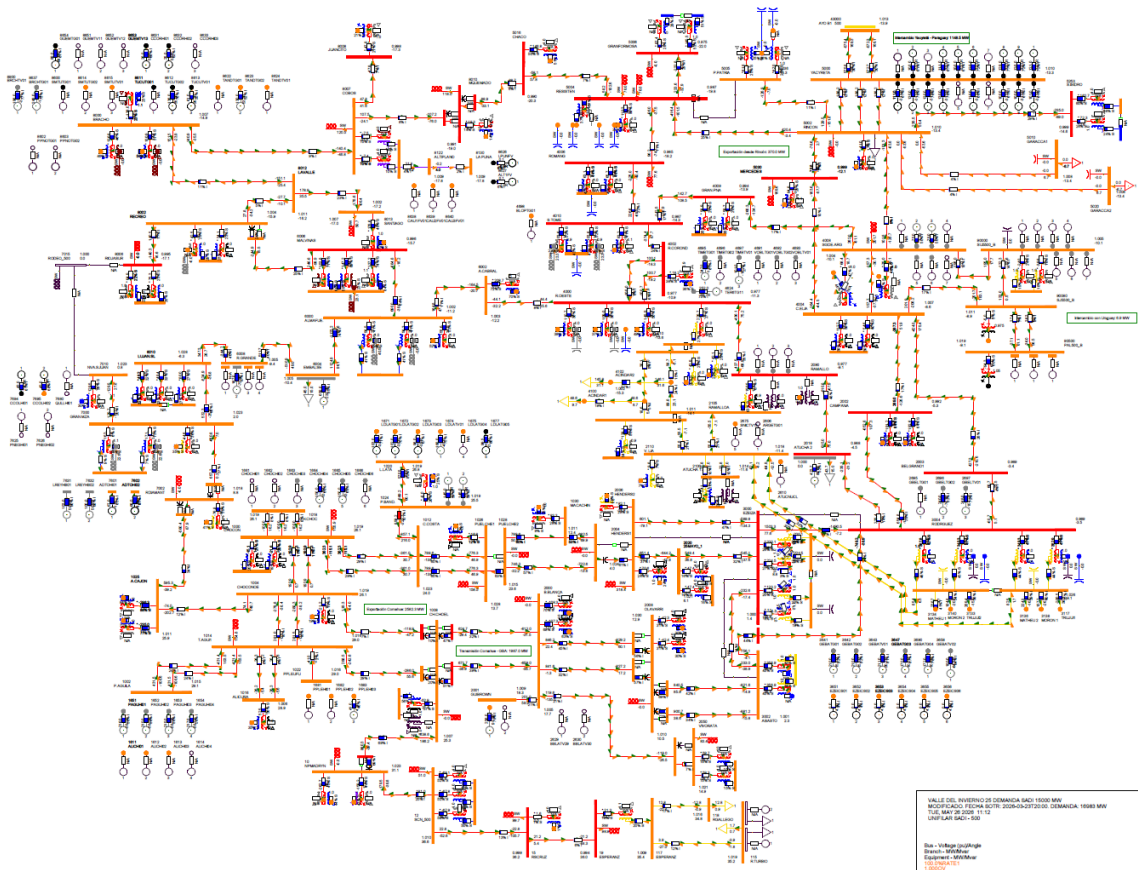


Figura 9-13: Red N – Potencia Activa y Reactiva PSSE con GBELTG01 fuera de servicio.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos.

Cálculo de sensibilidad

Para determinar la sensibilidad de cada línea se utilizó la siguiente expresión:

Fórmula básica de sensibilidad

$$S = \frac{\Delta F}{\Delta P}$$

Donde:

S = sensibilidad

ΔF = variación en el flujo de la línea (MW)

ΔP = variación de generación o demanda aplicada (MW)

El cálculo se realizó para cada una de las líneas analizadas.

Comparación entre sensibilidades

Considerando:

$S_{SCADA} \rightarrow$ sensibilidad obtenida en SCADA

$S_{PSSE} \rightarrow$ sensibilidad obtenida en PSSE

Se utilizaron los siguientes indicadores para comparar los resultados.

Diferencia directa de sensibilidad

Este indicador permite cuantificar la diferencia algebraica entre las sensibilidades obtenidas en ambos modelos:

$$\Delta S = S_{SCADA} - S_{PSSE}$$

Valores positivos indican una mayor sensibilidad en SCADA, mientras que valores negativos indican una mayor sensibilidad en PSSE.

Error porcentual de sensibilidad

El desvío porcentual entre ambas sensibilidades se calculó tomando como referencia el resultado obtenido en PSSE:

$$Error (\%) = \frac{S_{SCADA} - S_{PSSE}}{S_{PSSE}} \times 100$$

Este indicador permite evaluar el grado de diferencia relativa entre ambos modelos.

Relación entre sensibilidades

$$R = \frac{S_{SCADA}}{S_{PSSE}}$$

Una relación superior a 1 indica que la sensibilidad calculada en SCADA es mayor que la obtenida en PSSE, mientras que una relación inferior a 1 indica el comportamiento contrario.

EXPERIENCIAS CON SCADA Y ESTIMADOR DE ESTADOS

SCADA			PSSE				SENSIBILIDAD					
Línea SCADA	MW ANTES SCADA	MW DESPUES SCADA	Sensibilidad SCADA	Línea PSSE	MW ANTES PSSE	MW DESPUES PSSE	Sensibilidad PSSE	Diferencia Directa Sensibilidad	Error Absoluto Sensibilidad	Error Porcentual Sensibilidad	mas sensible	Relación entre sensibilidades
25DEMAYO-EZEIZA/500/L	574,19	577,94	-0,015432099	2020 25MAYO_1 -> 3000 EZEIZA (2)	548,1	549,4	-0,005485232	0,017378236	0,017378236	146,1215015	SCADA	-2,16819
25DEMAYO-EZEIZA/500/L	-569,53	-573,22	0,015185185	3000 EZEIZA -> 2020 25MAYO_1 (2)	-543,8	-545,1	0,005485232	0,009699953	0,009699953	63,87774004	SCADA	2,768376
25DEMAYO-HENDERSO/500/L	735,57	738,54	-0,012222222	2006 HENDERS2 -> 2020 25MAYO_1 (2)	650,6	651,4	-0,003375527	-0,008846695	0,008846695	72,38204833	SCADA	3,620833
25DEMAYO-HENDERSO/500/L	-725,96	-728,85	0,011893004	2020 25MAYO_1 -> 2006 HENDERS2 (2)	-643,4	-644,2	0,003375527	-0,003375527	0,003375527	28,38246244	PSSE	3,523302
A.CABRAL-ALMAFUER/500/L	-189,87	-202,53	0,052098765	6002 A.CABRAL -> 6000 ALMAFUE. (1)	-170,2	-164,5	-0,024050633	0,076149398	0,076149398	146,1635371	SCADA	-2,16621
A.CABRAL-ALMAFUER/500/L	190,44	203,16	-0,052345679	6000 ALMAFUE. -> 6002 A.CABRAL (1)	170,5	164,8	0,024050633	-0,076396312	0,076396312	145,9457846	SCADA	-2,17648
A.CABRAL-R.OESTE/500/L	10,76	-2,64	0,055144033	4000 R.OESTE -> 6002 A.CABRAL (1)	38,4	44,4	-0,025316456	0,080460489	0,080460489	145,909692	SCADA	-2,17819
A.CABRAL-R.OESTE/500/L	-10,72	2,67	-0,055102881	6002 A.CABRAL -> 4000 R.OESTE (1)	-38,1	-44,1	0,025316456	-0,080419336	0,080419336	145,9439786	SCADA	-2,17656
A.CAJON-CH.OESTE/500/L	152,57	140,12	0,051234568	1004 CHOCONOE -> 1025 A.CAJON (1)	78,1	74,1	0,016877637	0,034356931	0,034356931	67,05810584	SCADA	3,035648
A.CAJON-CH.OESTE/500/L	-152,41	-139,98	-0,051152263	1025 A.CAJON -> 1004 CHOCONOE (1)	-78	-74	-0,016877637	-0,034274626	0,034274626	67,00510199	SCADA	3,030772
A.CAJON-RDIAMANT/500/L	618,18	605,75	0,051152263	1025 A.CAJON -> 7003 RDIAM.AC (1)	599,3	595,3	0,016877637	0,034274626	0,034274626	67,00510199	SCADA	3,030772
A.CAJON-RDIAMANT/500/L	-601,52	-589,8	-0,048230453	7003 RDIAM.AC -> 1025 A.CAJON (1)	-584,2	-580,4	-0,016033755	-0,032196697	0,032196697	66,7559511	SCADA	3,008057
ABASTO-EZEIZA/500/L1	-834,77	-838,57	0,01563786	3000 EZEIZA -> 3002 ABASTO (B)	-232,4	-232,6	0,000843882	0,014793978	0,014793978	94,6035976	SCADA	18,53086
ABASTO-EZEIZA/500/L1	838,87	842,71	-0,015802469	3002 ABASTO -> 3000 EZEIZA (B)	232,7	233	-0,001265823	-0,014536646	0,014536646	91,98971519	SCADA	12,48395
ABASTO-EZEIZA/500/L2	-439,65	-440,68	0,004238683	3003 EZBPASS -> 3002 ABASTO (A)	-751	-752,8	0,007594937	-0,003356254	0,003356254	79,18151653	PSSE	0,558093
ABASTO-EZEIZA/500/L2	440,74	441,78	-0,004279835	3002 ABASTO -> 3003 EZBPASS (A)	754,3	756,1	-0,007594937	0,003315101	0,003315101	77,45861733	PSSE	0,563512
ABASTO-OLAVARRI/500/L1	821,88	824,39	-0,010329218	2012 OLA.AB1 -> 3002 ABASTO (1)	839,5	840,5	-0,004219409	-0,006109809	0,006109809	59,15073882	SCADA	2,448025
ABASTO-OLAVARRI/500/L1	-803,78	-806,16	0,009794239	3002 ABASTO -> 2012 OLA.AB1 (1)	-820,6	-821,6	0,004219409	0,005574829	0,005574829	56,91947665	SCADA	2,321235
ABASTO-OLAVARRI/500/L2	822,61	825,14	-0,010411523	2013 OLA.AB2 -> 3002 ABASTO (2)	899,6	900,7	-0,00464135	-0,005770172	0,005770172	55,42102367	SCADA	2,24321
ABASTO-OLAVARRI/500/L2	-806,38	-808,79	0,009917695	3002 ABASTO -> 2013 OLA.AB2 (2)	-880,1	-881,2	0,00464135	0,005276345	0,005276345	53,2013236	SCADA	2,136813
ALICURA-P.AGUILA/500/L1	-34,07	-34,07	0	1016 ALICURA -> 1014 T.AGUI1 (A)	-26,3	-26,3	0	0	0	#¡DIV/0!	IGUALES	#¡DIV/0!
ALICURA-P.AGUILA/500/L1	34,18	34,18	0	1014 T.AGUI1 -> 1016 ALICURA (A)	26,4	26,4	0	0	0	#¡DIV/0!	IGUALES	#¡DIV/0!
ALICURA-P.AGUILA/500/L2	-33,99	-33,99	0	1016 ALICURA -> 1014 T.AGUI1 (B)	-26,2	-26,2	0	0	0	#¡DIV/0!	IGUALES	#¡DIV/0!
ALICURA-P.AGUILA/500/L2	34,1	34,1	0	1014 T.AGUI1 -> 1016 ALICURA (B)	26,3	26,3	0	0	0	#¡DIV/0!	IGUALES	#¡DIV/0!
ALMAFUER-EMBALSE/500/L	1099,22	1088,63	0,043580247	6004 EMBALSE -> 6000 ALMAFUE. (1)	1128,2	1124,9	0,013924051	0,029656196	0,029656196	68,04962886	SCADA	3,129854

EXPERIENCIAS CON SCADA Y ESTIMADOR DE ESTADOS

ALMAFUER-EMBALSE/500/L	-1097,7	-1087,14	-0,04345679	6000 ALMAFUE. -> 6004 EMBALSE (1)	-1126,6	-1123,2	-0,014345992	-0,029110799	0,029110799	66,98791715	SCADA	3,029194
ALMAFUER-MALVINAS/500/L	562,4	538,45	0,098559671	6000 ALMAFUE. -> 6006 MALVINAS (1)	687,6	690	-0,010126582	0,108686253	0,108686253	110,2745699	SCADA	-9,73277
ALMAFUER-MALVINAS/500/L	-558,96	-535,3	-0,097366255	6006 MALVINAS -> 6000 ALMAFUE. (1)	-682,5	-684,8	0,009704641	-0,107070896	0,107070896	109,9671507	SCADA	-10,033
ATUCHA50-RAMALLO/500/L	551,33	504,77	0,191604938	2018 ATUCHA -> 2090 RAMALLO (1)	577,4	615	-0,158649789	0,350254727	0,350254727	182,8004698	SCADA	-1,20772
ATUCHA50-RAMALLO/500/L	-548,09	-502,05	-0,189465021	2090 RAMALLO -> 2018 ATUCHA 2 (1)	-573,7	-610,8	0,156540084	-0,346005105	0,346005105	182,6221557	SCADA	-1,21033
ATUCHA50-RODRIGUE/500/L	-561,87	-515,3	-0,191646091	2018 ATUCHA -> 3004 RODRIGUEZ (1)	-438,8	-235,1	-0,859493671	0,66784758	0,66784758	348,4796264	PSSE	0,222976
ATUCHA50-RODRIGUE/500/L	563,81	516,94	0,192880658	3004 RODRIGUEZ -> 2018 ATUCHA 2 (1)	440	235,4	0,863291139	-0,670410481	0,670410481	347,5778682	PSSE	0,223425
BAHIA-CH.CHOEL/500/L1	-593,1	-595,68	0,010617284	2000 B.BLANCA -> 1010 CHOE.BB1 (1)	-611	-612	0,004219409	0,006397875	0,006397875	60,2590521	SCADA	2,516296
BAHIA-CH.CHOEL/500/L1	605,87	608,56	-0,011069959	1010 CHOE.BB1 -> 2000 B.BLANCA (1)	623,7	624,7	-0,004219409	-0,00685055	0,00685055	61,88414663	SCADA	2,62358
BAHIA-CH.CHOEL/500/L2	-600,57	-603,17	0,010699588	2000 B.BLANCA -> 1011 CHOE.BB2 (B)	-657,9	-659	0,00464135	0,006058238	0,006058238	56,62122687	SCADA	2,305275
BAHIA-CH.CHOEL/500/L2	611,74	614,44	-0,011111111	1011 CHOE.BB2 -> 2000 B.BLANCA (B)	670,5	671,7	-0,005063291	-0,00604782	0,00604782	54,43037975	SCADA	2,194444
BAHIA-G.BROWN/500/EQ	-256,05	-256,05	0	2000 B.BLANCA -> 2001 GUIBROWN (1)	-250,8	-250,8	0	0	0	#iDIV/0!	IGUALES	#iDIV/0!
BAHIA-G.BROWN/500/EQ	256,27	256,27	0	2001 GUIBROWN -> 2000 B.BLANCA (1)	251	251	0	0	0	#iDIV/0!	IGUALES	#iDIV/0!
BAHIA-OLAVARRI/500/L1	-741,43	-743,8	0,009753086	2008 OLAVARRI -> 2010 OLA.BB1 (A)	-828,2	-829,2	0,004219409	0,005533677	0,005533677	56,73770229	SCADA	2,311481
BAHIA-OLAVARRI/500/L1	755,02	757,48	-0,010123457	2010 OLA.BB1 -> 2008 OLAVARRI (A)	828,2	829,2	-0,004219409	-0,005904048	0,005904048	58,32046928	SCADA	2,399259
BAHIA-OLAVARRI/500/L2	-749,93	-752,34	0,009917695	2008 OLAVARRI -> 2011 OLA.BB2 (B)	-826,2	-827,2	0,004219409	0,005698286	0,005698286	57,45574873	SCADA	2,350494
BAHIA-OLAVARRI/500/L2	761,8	764,29	-0,010246914	2011 OLA.BB2 -> 2008 OLAVARRI (B)	826,2	827,2	-0,004219409	-0,006027504	0,006027504	58,8226323	SCADA	2,428519
BAHIA-VIVORATA/500/L	175,72	175,85	-0,000534979	2000 B.BLANCA -> 2049 VIVO.BB1 (1)	119,5	119,6	-0,000421941	-0,000113038	0,000113038	21,12950341	SCADA	1,267901
BAHIA-VIVORATA/500/L	-174,71	-174,84	0,000534979	2049 VIVO.BB1 -> 2000 B.BLANCA (1)	-119	-119	0	0,000534979	0,000534979	100	SCADA	#iDIV/0!
BELGRANO-COL.ELIA/500/L	406,71	300,61	0,436625514	2003 BELGRANO1 -> 4004 C.ELIA (1)	460,9	427,3	0,141772152	0,294853363	0,294853363	67,53003496	SCADA	3,079769
BELGRANO-COL.ELIA/500/L	-404,04	-299,15	-0,431646091	4004 C.ELIA -> 2003 BELGRANO1 (1)	-457	-424	-0,139240506	-0,292405584	0,292405584	67,74197441	SCADA	3,100004
BELGRANO-RODRIGUE/500/L	307,33	176,77	0,537283951	2003 BELGRANO1 -> 3004 RODRIGUEZ (1)	270,1	60,7	0,883544304	-0,346260353	0,346260353	64,44643522	PSSE	0,608101
BELGRANO-RODRIGUE/500/L	-306,92	-176,57	-0,536419753	3004 RODRIGUEZ -> 2003 BELGRANO1 (1)	-269,8	-60,7	-0,882278481	0,345858728	0,345858728	64,47539002	PSSE	0,607994
BRACHO-COBOS500/500/L	281,11	260,55	0,084609053	8000 BRACHO -> 8007 COBOS (1)	138,7	140,9	-0,0092827	0,093891754	0,093891754	110,971285	SCADA	-9,1147
BRACHO-COBOS500/500/L	-279,34	-259,04	-0,083539095	8007 COBOS -> 8000 BRACHO (1)	-138,2	-140,4	0,0092827	-0,092821795	0,092821795	111,111804	SCADA	-8,99944
BRACHO-LAVALLE/500/L	-85,98	-64,42	-0,08872428	8012 LAVALLE -> 8000 BRACHO (1)	-153,4	-151,1	-0,009704641	-0,079019638	0,079019638	89,06202297	SCADA	9,142458
BRACHO-LAVALLE/500/L	86,09	64,5	0,088847737	8000 BRACHO -> 8012 LAVALLE (1)	153,7	151,5	0,0092827	0,079565036	0,079565036	89,55212505	SCADA	9,571324
C.COSTA-CHOCON/500/L1	374,8	378,19	-0,013950617	1000 CHOCON -> 1012 C.COSTA (A)	361,4	362,3	-0,003797468	-0,010153149	0,010153149	72,77920914	SCADA	3,673663
C.COSTA-CHOCON/500/L1	-373,44	-376,81	0,013868313	1012 C.COSTA -> 1000 CHOCON (A)	-360,2	-361	0,003375527	0,010492785	0,010492785	75,66014348	SCADA	4,108488

EXPERIENCIAS CON SCADA Y ESTIMADOR DE ESTADOS

C.COSTA-CHOCON/500/L2	394,07	397,64	-0,014691358	1000 CHOCON -> 1012 C.COSTA (B)	361,4	362,3	-0,003797468	-0,01089389	0,01089389	74,15168599	SCADA	3,868724
C.COSTA-CHOCON/500/L2	-392,57	-396,12	0,014609053	1012 C.COSTA -> 1000 CHOCON (B)	-360,2	-361	0,003375527	0,011233526	0,011233526	76,89427705	SCADA	4,327932
C.COSTA-P.BANDER/500/L	949,73	949,8	-0,000288066	1024 P.BAND. -> 1012 C.COSTA (1)	859,2	859,2	0	-0,000288066	0,000288066	100	SCADA	#iDIV/0!
C.COSTA-P.BANDER/500/L	-947,25	-947,32	0,000288066	1012 C.COSTA -> 1024 P.BAND. (1)	-857,1	-857,1	0	0,000288066	0,000288066	100	SCADA	#iDIV/0!
C.COSTA-PUELCHES/500/L1	-840,44	-843,8	0,01382716	1026 PUELCH1 -> 1012 C.COSTA (A)	-775,5	-776,3	0,003375527	0,010451633	0,010451633	75,58770344	SCADA	4,096296
C.COSTA-PUELCHES/500/L1	856,63	860,12	-0,01436214	1012 C.COSTA -> 1026 PUELCH1 (A)	788,7	789,6	-0,003797468	-0,010564672	0,010564672	73,55917449	SCADA	3,78203
C.COSTA-PUELCHES/500/L2	-840,44	-843,8	0,01382716	1026 PUELCH1 -> 1012 C.COSTA (B)	-775,5	-776,3	0,003375527	0,010451633	0,010451633	75,58770344	SCADA	4,096296
C.COSTA-PUELCHES/500/L2	856,63	860,12	-0,01436214	1012 C.COSTA -> 1026 PUELCH1 (B)	788,7	789,6	-0,003797468	-0,010564672	0,010564672	73,55917449	SCADA	3,78203
CH.CHOEL-CH.OESTE/500/L	-0,85	-4,46	0,014855967	1008 CH.CHOEL -> 1006 CHOE.CH (A)	-117,3	-118,9	0,006751055	0,008104912	0,008104912	54,55661138	SCADA	2,20054
CH.CHOEL-CH.OESTE/500/L	1,14	4,75	-0,014855967	1006 CHOE.CH -> 1008 CH.CHOEL (A)	117,3	118,9	-0,006751055	-0,008104912	0,008104912	54,55661138	SCADA	2,20054
CH.CHOEL-P.AGUILA/500/L	280,03	281,79	-0,007242798	1007 CHOE.PA -> 1008 CH.CHOEL (B)	285,4	286	-0,002531646	-0,004711153	0,004711153	65,04602992	SCADA	2,860905
CH.CHOEL-P.AGUILA/500/L	-277,5	-279,23	0,007119342	1008 CH.CHOEL -> 1007 CHOE.PA (B)	-285,4	-286	0,002531646	0,004587696	0,004587696	64,43989171	SCADA	2,81214
CH.CHOEL-P.MADRYN/500/L	-881,56	-881,56	0	1008 CH.CHOEL -> 11 NPMD.CHL (1)	-838,6	-838,6	0	0	0	#iDIV/0!	IGUALES	#iDIV/0!
CH.CHOEL-P.MADRYN/500/L	905,85	905,85	0	11 NPMD.CHL -> 1008 CH.CHOEL (1)	860,3	860,3	0	0	0	#iDIV/0!	IGUALES	#iDIV/0!
CH.OESTE-CHOCON/500/L1	356,01	359,53	-0,014485597	1004 CHOCONOE -> 1000 CHOCON (1)	193,1	193,9	-0,003375527	-0,011110069	0,011110069	76,69735328	SCADA	4,291358
CH.OESTE-CHOCON/500/L1	-355,97	-359,49	0,014485597	1000 CHOCON -> 1004 CHOCONOE (1)	-193	-193,9	0,003797468	0,010688128	0,010688128	73,78452244	SCADA	3,81454
CH.OESTE-CHOCON/500/L2	356,01	359,53	-0,014485597	1004 CHOCONOE -> 1000 CHOCON (2)	193,1	193,9	-0,003375527	-0,011110069	0,011110069	76,69735328	SCADA	4,291358
CH.OESTE-CHOCON/500/L2	-355,97	-359,49	0,014485597	1000 CHOCON -> 1004 CHOCONOE (2)	-193	-193,9	0,003797468	0,010688128	0,010688128	73,78452244	SCADA	3,81454
CH.OESTE-P.AGUILA/500/L1	420,04	419,16	0,003621399	1014 T.AGUI1 -> 1004 CHOCONOE (A)	281,8	281,5	0,001265823	0,002355576	0,002355576	65,04602992	SCADA	2,860905
CH.OESTE-P.AGUILA/500/L1	-417,37	-416,5	-0,003580247	1004 CHOCONOE -> 1014 T.AGUI1 (A)	-280,6	-280,3	-0,001265823	-0,002314424	0,002314424	64,64426015	SCADA	2,828395
CH.OESTE-P.AGUILA/500/L2	419,29	418,41	0,003621399	1014 T.AGUI1 -> 1004 CHOCONOE (B)	281,3	281	0,001265823	0,002355576	0,002355576	65,04602992	SCADA	2,860905
CH.OESTE-P.AGUILA/500/L2	-416,62	-415,75	-0,003580247	1004 CHOCONOE -> 1014 T.AGUI1 (B)	-280,1	-279,8	-0,001265823	-0,002314424	0,002314424	64,64426015	SCADA	2,828395
CH.PAGUI-P.AGUILA/500/L1	-573,55	-573,55	0	1002 P.AGUILA -> 1014 T.AGUI1 (A)	431,5	431,5	0	0	0	#iDIV/0!	IGUALES	#iDIV/0!
CH.PAGUI-P.AGUILA/500/L1	573,73	573,73	0	1014 T.AGUI1 -> 1002 P.AGUILA (A)	-431,4	-431,4	0	0	0	#iDIV/0!	IGUALES	#iDIV/0!
CH.PAGUI-P.AGUILA/500/L2	-573,55	-573,55	0	1002 P.AGUILA -> 1014 T.AGUI1 (B)	431,5	431,5	0	0	0	#iDIV/0!	IGUALES	#iDIV/0!
CH.PAGUI-P.AGUILA/500/L2	573,73	573,73	0	1014 T.AGUI1 -> 1002 P.AGUILA (B)	-431,4	-431,4	0	0	0	#iDIV/0!	IGUALES	#iDIV/0!
CHACO-MQUEMADO/500/L	49,42	72,74	-0,095967078	5016 CHACO -> 8011 MQUEM-CH (1)	-86,2	-88,7	0,010548523	-0,106515601	0,106515601	110,9918145	SCADA	-9,09768
CHACO-MQUEMADO/500/L	-49,37	-72,63	0,095720165	8011 MQUEM -> 5016 CHACO (1)	86,4	88,9	-0,010548523	0,106268688	0,106268688	111,0201683	SCADA	-9,07427
CHACO-RESISTEN/500/L	170,33	191,21	-0,085925926	5004 RESISTEN -> 5016 CHACO (1)	60,6	58,2	0,010126582	-0,096052508	0,096052508	111,7852466	SCADA	-8,48519

EXPERIENCIAS CON SCADA Y ESTIMADOR DE ESTADOS

CHACO-RESISTEN/500/L	-169,98	-190,78	0,085596708	5016 CHACO -> 5004 RESISTEN (1)	-60,5	-58,1	-0,010126582	0,09572329	0,09572329	111,8305745	SCADA	-8,45267
COBOS500-MQUEMADO/500/L	29,48	51,4	-0,090205761	8009 MQUEM -> 8007 COBOS (1)	-104,9	-107,2	0,009704641	-0,099910403	0,099910403	110,7583387	SCADA	-9,29512
COBOS500-MQUEMADO/500/L	-29,44	-51,31	0,09	8007 COBOS -> 8009 MQUEM-CB (1)	105,1	107,5	-0,010126582	0,100126582	0,100126582	111,2517581	SCADA	-8,8875
COBOS500-SJUANCIS/500/L	129,34	129,83	-0,002016461	8007 COBOS -> 8008 JUANCITO (1)	47,9	47,8	0,000421941	-0,002438402	0,002438402	120,9248256	SCADA	-4,77901
COBOS500-SJUANCIS/500/L	-129,27	-129,76	0,002016461	8008 JUANCITO -> 8007 COBOS (1)	-47,8	-47,8	0	0,002016461	0,002016461	100	SCADA	#iDIV/0!
COL.ELIA-MERCENEA/500/L	-134,37	-56,1	-0,322098765	5030 MERCEDES -> 4004 C.ELIA (1)	-167,7	-163,6	-0,017299578	-0,304799187	0,304799187	94,62910762	SCADA	18,61888
COL.ELIA-MERCENEA/500/L	134,97	56,26	0,323909465	4004 C.ELIA -> 5030 MERCEDES (1)	168,6	164,4	0,017721519	0,306187946	0,306187946	94,52886658	SCADA	18,27775
COL.ELIA-N.CAMPA/500/L	191,19	134,28	0,234197531	2002 CAMPANA -> 4004 C.ELIA (1)	258,9	269	-0,042616034	0,276813565	0,276813565	118,1966196	SCADA	-5,49553
COL.ELIA-N.CAMPA/500/L	-190,37	-133,84	-0,232633745	4004 C.ELIA -> 2002 CAMPANA (1)	-257,4	-267,3	0,041772152	-0,274405897	0,274405897	117,9561877	SCADA	-5,56911
COL.ELIA-S.GDEARG/500/L	-83,06	-41,69	-0,170246914	4008 SGDE.ARG -> 4004 C.ELIA (1)	-166,2	-157,3	-0,037552743	-0,132694171	0,132694171	77,94218889	SCADA	4,533541
COL.ELIA-S.GDEARG/500/L	83,25	41,8	0,170576132	4004 C.ELIA -> 4008 SGDE.ARG (1)	166,7	157,7	0,037974684	0,132601448	0,132601448	77,73739903	SCADA	4,491838
COL.ELIA-S.JAVIER/500/L	-187,34	-149,02	-0,157695473	90080 SJ5500_B -> 4004 C.ELIA (1)	-210,2	-201,7	-0,035864979	-0,121830494	0,121830494	77,2568114	SCADA	4,396921
COL.ELIA-S.JAVIER/500/L	187,48	149,12	0,157860082	4004 C.ELIA -> 90080 SJ5500_B (1)	210,4	201,9	0,035864979	0,121995103	0,121995103	77,28052692	SCADA	4,401511
EMBALSE-R.GRANDE/500/L	491,83	481,21	0,043703704	6008 R.GRANDE -> 6004 EMBALSE (1)	515	511,7	0,013924051	0,029779653	0,029779653	68,13988415	SCADA	3,138721
EMBALSE-R.GRANDE/500/L	-491,07	-480,49	-0,043539095	6004 EMBALSE -> 6008 R.GRANDE (1)	-514,2	-510,9	-0,013924051	-0,029615044	0,029615044	68,01943002	SCADA	3,126899
ESPERA50-RSTACRUZ/500/L	47,53	47,53	0	15 RSCRUZ -> 19 ESPERANZ (1)	21,2	21,2	0	0	0	#iDIV/0!	IGUALES	#iDIV/0!
ESPERA50-RSTACRUZ/500/L	-47,5	-47,5	0	19 ESPERANZ -> 15 RSCRUZ (1)	-21,2	-21,2	0	0	0	#iDIV/0!	IGUALES	#iDIV/0!
EZEIZA-HENDERSO/500/L1	661,8	665,11	-0,013621399	2006 HENDERS2 -> 3000 EZEIZA (A)	600,1	601,1	-0,004219409	-0,00940199	0,00940199	69,02367203	SCADA	3,228272
EZEIZA-HENDERSO/500/L1	-647,88	-651,05	0,013045267	3000 EZEIZA -> 2006 HENDERS2 (A)	-588,8	-589,8	0,004219409	0,008825858	0,008825858	67,65563231	SCADA	3,091728
EZEIZA-RODRIGUE/500/L1	1462,42	1470,31	-0,032469136	3000 EZEIZA -> 3004 RODRIGUEZ (A)	1500,9	1503,3	-0,010126582	-0,022342554	0,022342554	68,81166675	SCADA	3,206327
EZEIZA-RODRIGUE/500/L1	-1450,56	-1458,31	0,031893004	3004 RODRIGUEZ -> 3000 EZEIZA (A)	-1488,1	-1490,5	0,010126582	0,021766422	0,021766422	68,2482646	SCADA	3,149434
EZEIZA-RODRIGUE/500/L2	834,77	838,57	-0,01563786	3003 EZBPASS -> 3004 RODRIGUEZ (B)	751	752,8	-0,007594937	-0,008042923	0,008042923	51,43237841	SCADA	2,058985
EZEIZA-RODRIGUE/500/L2	-830,44	-834,2	0,015473251	3004 RODRIGUEZ -> 3003 EZBPASS (B)	-747,4	-749,2	0,007594937	0,007878314	0,007878314	50,91570159	SCADA	2,037311
G.MENDOZ-LUJANCEN/500/L	-513,52	-502,43	-0,04563786	6010 LUJAN.SL -> 6008 R.GRANDE (1)	350,7	347,3	0,014345992	-0,059983852	0,059983852	131,4344089	SCADA	-3,18123
G.MENDOZ-LUJANCEN/500/L	521,11	509,67	0,047078189	6008 R.GRANDE -> 6010 LUJAN.SL (1)	-348	-344,7	-0,013924051	0,06100224	0,06100224	129,5764362	SCADA	-3,38107
G.MENDOZ-NSANJUAN/500/L	97,52	97,65	-0,000534979	7000 GRAN -> 7010 NVA.SJUAN (1)	129,7	129,7	0	-0,000534979	0,000534979	100	SCADA	#iDIV/0!
G.MENDOZ-NSANJUAN/500/L	-97,36	-97,49	0,000534979	7010 NVA.SJUAN -> 7000 GRAN MZA (1)	-129,4	-129,5	0,000421941	0,000113038	0,000113038	21,12950341	SCADA	1,267901
G.MENDOZ-RDIAMANT/500/L	-608,95	-598,88	-0,041440329	7000 GRAN -> 7005 RDIAM.GM (1)	-654,1	-650,8	-0,013924051	-0,027516279	0,027516279	66,39975865	SCADA	2,976169
G.MENDOZ-RDIAMANT/500/L	615	604,71	0,042345679	7005 RDIAM.GM -> 7000 GRAN MZA (1)	660,6	657,3	0,013924051	0,028421628	0,028421628	67,11813116	SCADA	3,04119

EXPERIENCIAS CON SCADA Y ESTIMADOR DE ESTADOS

G.PARANA-S.GDEARG/500/L	-351,62	-351,11	-0,002098765	4008 SGDE.ARG -> 4009 GRAN.PNA (1)	277,5	262	0,065400844	-0,067499609	0,067499609	3216,157856	PSSE	-0,03209
G.PARANA-S.GDEARG/500/L	355,08	354,57	0,002098765	4009 GRAN.PNA -> 4008 SGDE.ARG (1)	-275,5	-260,3	-0,064135021	0,066233787	0,066233787	3155,845123	PSSE	-0,03272
G.PARANA-STO.TOME/500/L	-176,91	-174,97	-0,007983539	4010 S.TOME -> 4009 GRAN.PNA (1)	-158,3	-142,5	-0,066666667	0,058683128	0,058683128	735,0515464	PSSE	0,119753
G.PARANA-STO.TOME/500/L	177,08	175,13	0,008024691	4009 GRAN.PNA -> 4010 S.TOME (1)	158,5	142,7	0,066666667	-0,058641975	0,058641975	730,7692308	PSSE	0,12037
GARABI-RINCON/500/L1	0,06	0,06	0	5002 RINCON -> 5010 GARACCA1 (1)	0	0	0	0	0	#iDIV/0!	IGUALES	#iDIV/0!
GARABI-RINCON/500/L1	0	0	0	5010 GARACCA1 -> 5002 RINCON (1)	0	0	0	0	0	#iDIV/0!	IGUALES	#iDIV/0!
GARABI-RINCON/500/L2	0,06	0,06	0	5002 RINCON -> 5020 GARACCA2 (2)	0	0	0	0	0	#iDIV/0!	IGUALES	#iDIV/0!
GARABI-RINCON/500/L2	0	0	0	5020 GARACCA2 -> 5002 RINCON (2)	0	0	0	0	0	#iDIV/0!	IGUALES	#iDIV/0!
GFORMOSA-RESISTEN/500/L	232,75	232,78	-0,000123457	5004 RESISTEN -> 5006 GRANFORMOSA (1)	233,6	233,6	0	-0,000123457	0,000123457	100	SCADA	#iDIV/0!
GFORMOSA-RESISTEN/500/L	-232,01	-232,04	0,000123457	5006 GRANFORMOSA -> 5004 RESISTEN (1)	-232,8	-232,8	0	0,000123457	0,000123457	100	SCADA	#iDIV/0!
HENDERSO-MACACHIN/500/L	-762,35	-765,44	0,012716049	2004 HENDERS1 -> 1030 MACACHIN (1)	-681,7	-682,5	0,003375527	0,009340522	0,009340522	73,45459014	SCADA	3,76713
HENDERSO-MACACHIN/500/L	774,63	777,83	-0,013168724	1030 MACACHIN -> 2004 HENDERS1 (1)	691,2	692,1	-0,003797468	-0,009371256	0,009371256	71,16297468	SCADA	3,467764
HENDERSO-PUELCHES/500/L	-796,16	-799,28	0,012839506	2004 HENDERS1 -> 1028 PUELCH2 (B)	-721,8	-722,6	0,003375527	0,009463979	0,009463979	73,70983447	SCADA	3,803704
HENDERSO-PUELCHES/500/L	826,16	829,54	-0,013909465	1028 PUELCH2 -> 2004 HENDERS1 (B)	745,4	746,3	-0,003797468	-0,010111997	0,010111997	72,69867426	SCADA	3,662826
LAVALLE-RECREO/500/L	235,09	211,39	0,097530864	8002 RECREO -> 8012 LAVALLE (1)	25,3	27,8	-0,010548523	0,108079387	0,108079387	110,8155744	SCADA	-9,24593
LAVALLE-RECREO/500/L	-234,3	-210,73	-0,096995885	8012 LAVALLE -> 8002 RECREO (1)	-25,2	-27,7	0,010548523	-0,107544408	0,107544408	110,8752276	SCADA	-9,19521
LAVALLE-S.ESTERO/500/L	-148,06	-146,1	-0,008065844	8013 SANTIAGO -> 8012 LAVALLE (1)	-178,4	-178,6	0,000843882	-0,008909725	0,008909725	110,4624128	SCADA	-9,55802
LAVALLE-S.ESTERO/500/L	148,21	146,24	0,008106996	8012 LAVALLE -> 8013 SANTIAGO (1)	178,6	178,9	-0,001265823	0,009372819	0,009372819	115,6139562	SCADA	-6,40453
LOMALATA-P.BANDER/500/L	-569,98	-569,98	0	1024 P.BAND. -> 1020 L.LATA (1)	-569,2	-569,2	0	0	0	#iDIV/0!	IGUALES	#iDIV/0!
LOMALATA-P.BANDER/500/L	570,46	570,46	0	1020 L.LATA -> 1024 P.BAND. (1)	570,5	570,5	0	0	0	#iDIV/0!	IGUALES	#iDIV/0!
LUJANCEN-R.GRANDE/500/L	353,09	342,33	0,044279835	6010 LUJAN.SL -> 6008 R.GRANDE (1)	350,7	347,3	0,014345992	0,029933844	0,029933844	67,60152463	SCADA	3,086565
LUJANCEN-R.GRANDE/500/L	-350,49	-339,87	-0,043703704	6008 R.GRANDE -> 6010 LUJAN.SL (1)	-348	-344,7	-0,013924051	-0,029779653	0,029779653	68,13988415	SCADA	3,138721
MACACHIN-PUELCHES/500/L	-821,6	-824,79	0,013127572	1030 MACACHIN -> 1028 PUELCH2 (1)	-774,5	-775,3	0,003375527	0,009752045	0,009752045	74,28673465	SCADA	3,889043
MACACHIN-PUELCHES/500/L	838,2	841,53	-0,013703704	1028 PUELCH2 -> 1030 MACACHIN (1)	788,7	789,6	-0,003797468	-0,009906235	0,009906235	72,28874444	SCADA	3,608642
MALVINAS-RECREO/500/L	-281,82	-258,12	-0,097530864	8002 RECREO -> 8004 REC.MALV (1)	-242,4	-244,9	0,010548523	-0,108079387	0,108079387	110,8155744	SCADA	-9,24593
MALVINAS-RECREO/500/L	283,98	259,94	0,098930041	8004 REC.MALV -> 8002 RECREO (1)	242,4	244,9	-0,010548523	0,109478564	0,109478564	110,6626087	SCADA	-9,37857
MERCENEA-RINCON/500/L	-31,53	46,75	-0,322139918	5002 RINCON -> 5030 MERCEDES (1)	-82,7	-78,6	-0,017299578	-0,30484034	0,30484034	94,62979373	SCADA	18,62126
MERCENEA-RINCON/500/L	31,58	-46,68	0,322057613	5030 MERCEDES -> 5002 RINCON (1)	82,9	78,8	0,017299578	0,304758035	0,304758035	94,62842133	SCADA	18,6165
N.CAMPA-RODRIGUE/500/L	-591,91	-532,57	-0,244197531	2002 CAMPANA -> 3004 RODRIGUEZ (1)	-645,9	-652,8	0,029113924	-0,273311455	0,273311455	111,9222844	SCADA	-8,38765

EXPERIENCIAS CON SCADA Y ESTIMADOR DE ESTADOS

N.CAMPA-RODRIGUE/500/L	593,44	533,81	0,245390947	3004 RODRIGUEZ -> 2002 CAMPANA (1)	647,9	654,8	-0,029113924	0,274504871	0,274504871	111,8643024	SCADA	-8,42865
P.AGUILA-PICUNLEU/500/L	-40,53	-40,53	0	1014 T.AGUI1 -> 1022 PPLEUFU (1)	-41	-41	0	0	0	#iDIV/0!	IGUALES	#iDIV/0!
P.AGUILA-PICUNLEU/500/L	40,53	40,53	0	1022 PPLEUFU -> 1014 T.AGUI1 (1)	41	41	0	0	0	#iDIV/0!	IGUALES	#iDIV/0!
P.MADRYN-SCRUZNOR/500/L	177,91	177,91	0	12 SCN_500 -> 10 NPMADRYN (1)	181	181	0	0	0	#iDIV/0!	IGUALES	#iDIV/0!
P.MADRYN-SCRUZNOR/500/L	-176,38	-176,38	0	10 NPMADRYN -> 12 SCN_500 (1)	-179,5	-179,5	0	0	0	#iDIV/0!	IGUALES	#iDIV/0!
P.PATRIA-RESISTEN/500/L	F/S	F/S	#iVALOR!	P.PATRIA-RESISTEN/500/L	F/S	F/S	#iVALOR!	#iVALOR!	#iVALOR!	#iVALOR!	#iVALOR!	#iVALOR!
P.PATRIA-RESISTEN/500/L	F/S	F/S	#iVALOR!	P.PATRIA-RESISTEN/500/L	F/S	F/S	#iVALOR!	#iVALOR!	#iVALOR!	#iVALOR!	#iVALOR!	#iVALOR!
P.PATRIA-RINCON/500/L	155,29	169,89	-0,060082305	5002 RINCON -> 5005 P.PATRIA (1)	129,5	129,5	0	-0,060082305	0,060082305	100	SCADA	#iDIV/0!
P.PATRIA-RINCON/500/L	-154,53	-169,04	0,059711934	5005 P.PATRIA -> 5002 RINCON (1)	-128,9	-128,9	0	0,059711934	0,059711934	100	SCADA	#iDIV/0!
R.OESTE-RAMALLO/500/L	-304,27	-256,44	-0,196831276	4000 R.OESTE -> 2090 RAMALLO (1)	-406,3	-436,1	0,125738397	-0,322569672	0,322569672	163,8813096	SCADA	-1,5654
R.OESTE-RAMALLO/500/L	304,91	256,9	0,197572016	2090 RAMALLO -> 4000 R.OESTE (1)	407,5	437,5	-0,126582278	0,324154295	0,324154295	164,0689308	SCADA	-1,56082
R.OESTE-RCORONDA/500/L1	115,19	138,54	-0,096090535	4002 R.COROND -> 4000 R.OESTE (1)	110,3	100,7	0,040506329	-0,136596864	0,136596864	142,1543382	SCADA	-2,37224
R.OESTE-RCORONDA/500/L1	-115,11	-138,42	0,095925926	4000 R.OESTE -> 4002 R.COROND (1)	-110,2	-100,7	-0,040084388	0,136010314	0,136010314	141,7868139	SCADA	-2,3931
R.OESTE-RCORONDA/500/L2	114,3	137,53	-0,095596708	4002 R.COROND -> 4000 R.OESTE (2)	109,6	100,1	0,040084388	-0,135681096	0,135681096	141,9307203	SCADA	-2,38489
R.OESTE-RCORONDA/500/L2	-114,23	-137,42	0,095432099	4000 R.OESTE -> 4002 R.COROND (2)	-109,5	-100	-0,040084388	0,135516487	0,135516487	142,0030458	SCADA	-2,38078
RCORONDA-STO.TOME/500/L	334,47	288,66	0,188518519	4002 R.COROND -> 4010 S.TOME (1)	357,6	376,5	-0,079746835	0,268265354	0,268265354	142,3018577	SCADA	-2,36396
RCORONDA-STO.TOME/500/L	-332,96	-287,52	-0,186995885	4010 S.TOME -> 4002 R.COROND (1)	-355,8	-374,4	0,078481013	-0,265476897	0,265476897	141,9693796	SCADA	-2,38269
RECREO-RIOJASUR/500/L	-6,44	-6,45	4,11523E-05	8002 RECREO -> 8006 RIOJASUR (1)	140,5	140,5	0	4,11523E-05	4,11523E-05	100	SCADA	#iDIV/0!
RECREO-RIOJASUR/500/L	6,56	6,57	-4,11523E-05	8006 RIOJASUR -> 8002 RECREO (1)	-140,3	-140,3	0	-4,11523E-05	4,11523E-05	100	SCADA	#iDIV/0!
RESISTEN-RINCON/500/L	516,35	576,73	-0,248477366	5002 RINCON -> 5004 RESISTEN (1)	426,6	420,4	0,026160338	-0,274637704	0,274637704	110,5282577	SCADA	-9,49825
RESISTEN-RINCON/500/L	-510,45	-569,36	0,242427984	5004 RESISTEN -> 5002 RINCON (1)	-422,5	-416,4	-0,025738397	0,26816638	0,26816638	110,6169248	SCADA	-9,41892
RESISTEN-ROMANG/500/L	-108,18	-59,28	-0,201234568	5004 RESISTEN -> 4006 ROMANG (1)	-92,4	-96	0,015189873	-0,216424441	0,216424441	107,548342	SCADA	-13,2479
RESISTEN-ROMANG/500/L	108,5	59,4	0,202057613	4006 ROMANG -> 5004 RESISTEN (1)	92,7	96,2	-0,014767932	0,216825546	0,216825546	107,3087731	SCADA	-13,6822
RINCON-S.GDEARG/500/L	-80,7	-0,63	-0,329506173	5002 RINCON -> 4008 SGDE.ARG (1)	-103,4	-101,3	-0,008860759	-0,320645413	0,320645413	97,31089727	SCADA	37,18713
RINCON-S.GDEARG/500/L	81,02	0,63	0,330823045	4008 SGDE.ARG -> 5002 RINCON (1)	103,9	101,8	0,008860759	0,321962286	0,321962286	97,3216015	SCADA	37,33574
RINCON-S.ISIDRO/500/L	338,76	338,76	0	5002 RINCON -> 5253 S.ISIDRO (1)	235,5	235,5	0	0	0	#iDIV/0!	IGUALES	#iDIV/0!
RINCON-S.ISIDRO/500/L	-337,77	-337,77	0	5253 S.ISIDRO -> 5002 RINCON (1)	-235	-235	0	0	0	#iDIV/0!	IGUALES	#iDIV/0!
RINCON-YACYRETA/500/L1	-294,08	-371,85	0,320041152	5002 RINCON -> 5000 YACYRETA (A)	-188,2	-188,2	0	0,320041152	0,320041152	100	SCADA	#iDIV/0!
RINCON-YACYRETA/500/L1	294,12	371,92	-0,320164609	5000 YACYRETA -> 5002 RINCON (A)	188,2	188,2	0	-0,320164609	0,320164609	100	SCADA	#iDIV/0!

EXPERIENCIAS CON SCADA Y ESTIMADOR DE ESTADOS

RINCON-YACYRETA/500/L2	-294,08	-371,85	0,320041152	5002 RINCON -> 5000 YACYRETA (B)	-188,2	-188,2	0	0,320041152	0,320041152	100	SCADA	#iDIV/0!
RINCON-YACYRETA/500/L2	294,12	371,92	-0,320164609	5000 YACYRETA -> 5002 RINCON (B)	188,2	188,2	0	-0,320164609	0,320164609	100	SCADA	#iDIV/0!
RINCON-YACYRETA/500/L3	-294,08	-371,85	0,320041152	5002 RINCON -> 5000 YACYRETA (C)	-188,2	-188,2	0	0,320041152	0,320041152	100	SCADA	#iDIV/0!
RINCON-YACYRETA/500/L3	294,12	371,92	-0,320164609	5000 YACYRETA -> 5002 RINCON (C)	188,2	188,2	0	-0,320164609	0,320164609	100	SCADA	#iDIV/0!
ROMANG-STO.TOME/500/L	190,9	141,35	0,203909465	4010 S.TOME -> 4006 ROMANG (1)	222,9	226,6	-0,015611814	0,219521279	0,219521279	107,656248	SCADA	-13,0612
ROMANG-STO.TOME/500/L	-189,91	-140,81	-0,202057613	4006 ROMANG -> 4010 S.TOME (1)	-221,5	-225	0,014767932	-0,216825546	0,216825546	107,3087731	SCADA	-13,6822
RSTACRUZ-SCRUZNOR/500/L	-52,93	-52,93	0	15 RSCRUZ -> 12 SCN_500 (1)	-22,8	-22,8	0	0	0	#iDIV/0!	IGUALES	#iDIV/0!
RSTACRUZ-SCRUZNOR/500/L	53,03	53,03	0	12 SCN_500 -> 15 RSCRUZ (1)	22,8	22,8	0	0	0	#iDIV/0!	IGUALES	#iDIV/0!
S.GDEARG-S.GDEURG/500/L	263,24	224,95	0,157572016	90000 SU5500_B -> 4008 SGDE.ARG (1)	203,5	195	0,035864979	0,121707038	0,121707038	77,23899223	SCADA	4,393479
S.GDEARG-S.GDEURG/500/L	-263,2	-224,93	-0,157489712	4008 SGDE.ARG -> 90000 SU5500_B (1)	-203,5	-195	-0,035864979	-0,121624733	0,121624733	77,22709727	SCADA	4,391184
S.GDEURG-S.JAVIER/500/L	56,54	18,22	0,157695473	90080 SJ5500_B -> 90000 SU5500_B (1)	141,1	133	0,034177215	0,123518258	0,123518258	78,32707909	SCADA	4,614053
S.GDEURG-S.JAVIER/500/L	-56,37	-18,09	-0,157530864	90000 SU5500_B -> 90080 SJ5500_B (1)	-140,4	-132,3	-0,034177215	-0,123353649	0,123353649	78,30443236	SCADA	4,609236

Tabla 9-1: Comparación de sensibilidades entre los modelos SCADA y PSSE.

Del análisis realizado se observa que, en términos generales, el modelo SCADA presenta sensibilidades superiores a las obtenidas mediante el modelo PSSE. Esto indica que, ante una misma variación de generación, los cambios de flujo calculados por el SCADA tienden a ser mayores que los estimados por PSSE.

Desde el punto de vista operativo, este comportamiento puede interpretarse como una representación más conservadora de las condiciones de la red, ya que las variaciones de carga sobre las instalaciones resultan más exigentes. En consecuencia, el modelo SCADA aporta un margen adicional de seguridad para la evaluación de contingencias y el análisis operativo del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

No obstante, las diferencias observadas deben analizarse considerando las particularidades de modelado, la representación de la red y las condiciones iniciales de cada herramienta, las cuales pueden influir en los resultados obtenidos.

9.4 Caso 1: Simulación de contingencia

En este caso de estudio se utiliza el flujo de carga (DPF) con el objetivo de evaluar la factibilidad de autorizar un mantenimiento programado en la red de transmisión, específicamente la salida de servicio de una línea de alta tensión.

En una primera instancia, se ejecuta el flujo de carga correspondiente a la red en su estado normal de operación. Este caso base se almacena y se analiza considerando las condiciones operativas vigentes, tales como la demanda del sistema, la generación despachada, las reservas disponibles y los límites operativos de la red al momento del estudio.

Posteriormente, se simula la apertura de la línea que será intervenida por mantenimiento y se ejecuta un nuevo flujo de carga. El resultado de esta simulación es fundamental para la toma de decisiones, ya que debe verificarse que no exista pérdida de demanda y que los flujos de potencia en las distintas instalaciones permanezcan dentro de los límites de transporte admisibles.

Asimismo, dependiendo del horario previsto para la realización de la maniobra, el operador de red y el despachante deberán considerar la evolución esperada de la demanda. En consecuencia, puede resultar necesario incrementar la generación en determinadas regiones del sistema cuando la demanda se encuentre en ascenso, o reducirla cuando se prevea una disminución de la carga.

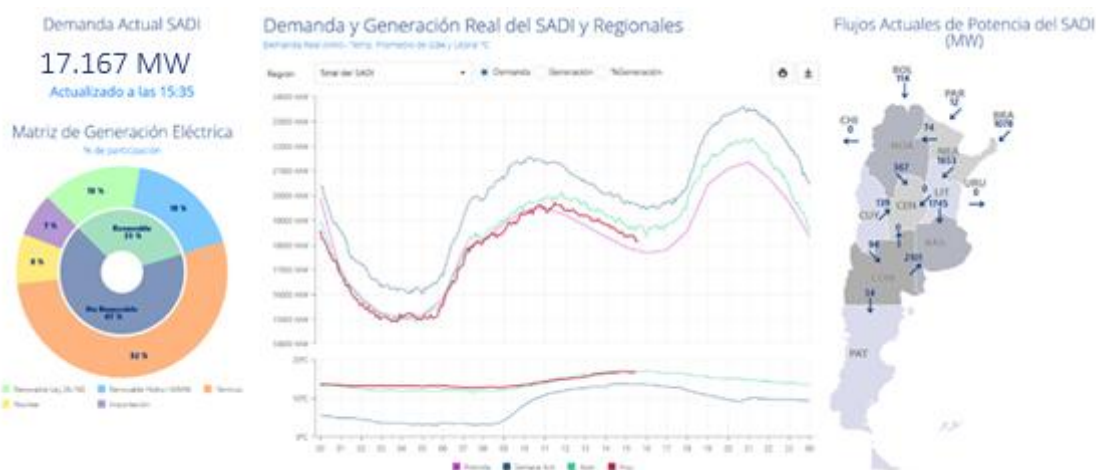


Figura 9-14: Curva de demanda diaria con Matriz de Generación día el día de estudio.

A modo ilustrativo, se analiza un escenario en el cual la apertura de una línea provoca la superación de los límites operativos en un corredor de transmisión. En estas condiciones, antes de aprobar el mantenimiento, resulta necesario efectuar un redespacho de generación que permita redistribuir los flujos de potencia, evitando interrupciones del suministro y reduciendo las cargas sobre los elementos afectados.

A continuación, se presentan los pasos correspondientes al procedimiento descrito anteriormente.

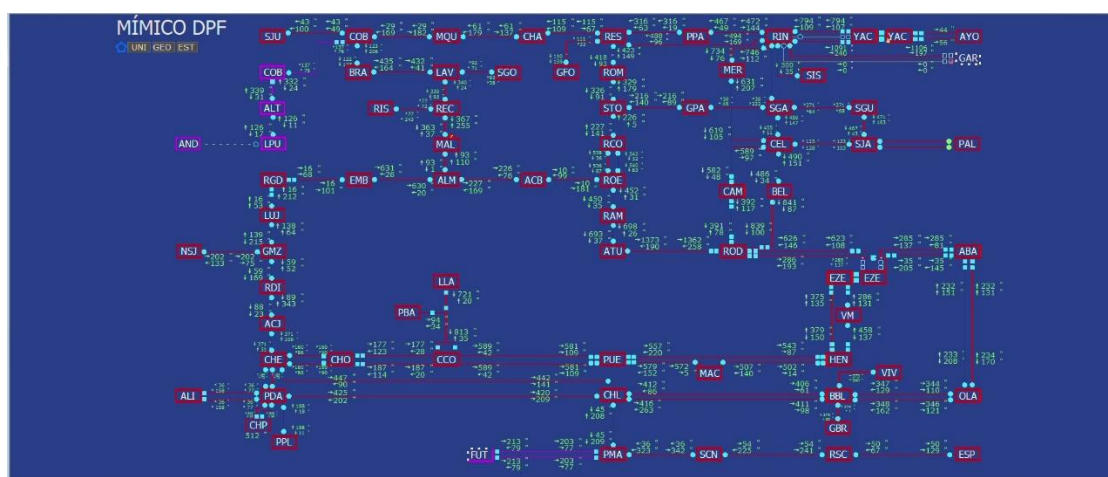


Figura 9-15: Red de 500kV del SADI completa, se observan los valores estimados de potencia activa y reactiva en cada terna.

A continuación, se presenta el límite operativo correspondiente a la línea bajo estudio. Estos límites estacionales son informados por los transportistas y posteriormente evaluados y validados por el Área de Estudios Eléctricos de CAMMESA.

de generación para evitar la saturación del transformador T7RO, según lo informado en el límite operativo anterior.

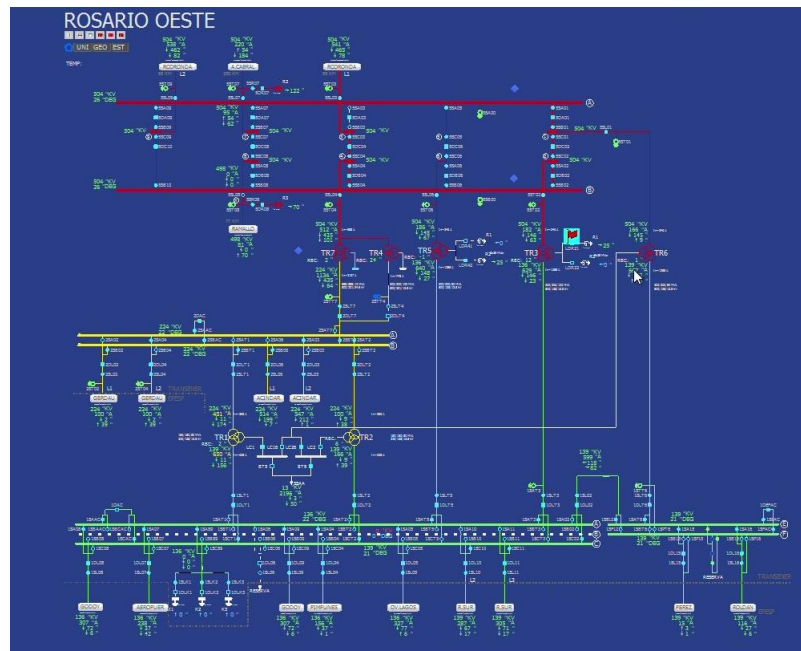


Figura 9-19: Estación transformadora Rosario Oeste.

En el caso correspondiente al Límite 1, también debe verificarse que la potencia transportada por la línea Atucha – Rodríguez (ATU-ROD) sea inferior a 400 MW. Esto se debe a que, ante una eventual salida de servicio de dicha línea mientras la línea ROE-RAM permanece desconectada, parte de la potencia se redirigiría desde Atucha hacia Ramallo, provocando una sobrecarga en el transformador T4RA del nivel de 500 kV de la ET Ramallo. Esta condición podría ocasionar el desenganche automático del transformador por sobrecarga.

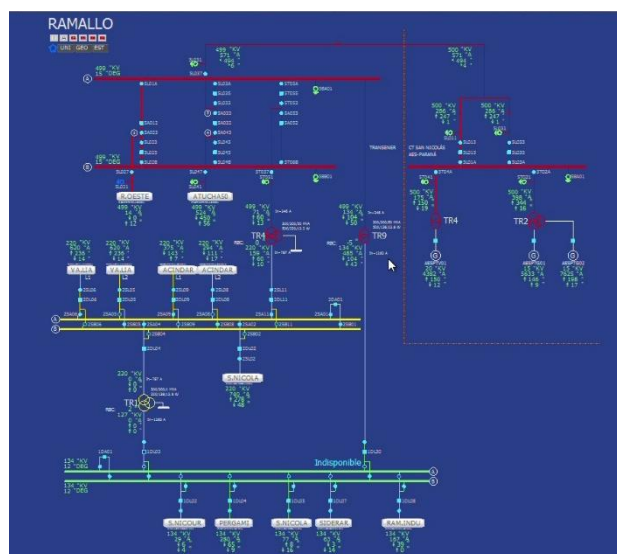


Figura 9-20: Estación transformadora Ramallo.

En el caso correspondiente al Límite 2, debe verificarse que la potencia transportada por la línea Rosario Oeste – Arroyo Cabral (ROE-ACB) sea inferior a 930 MW. En caso de superar dicho valor y producirse la salida de servicio de esta línea mientras ROE-RAM permanece fuera de servicio, podría actuar la DAG NEA, desconectando más de 1200 MW de generación.

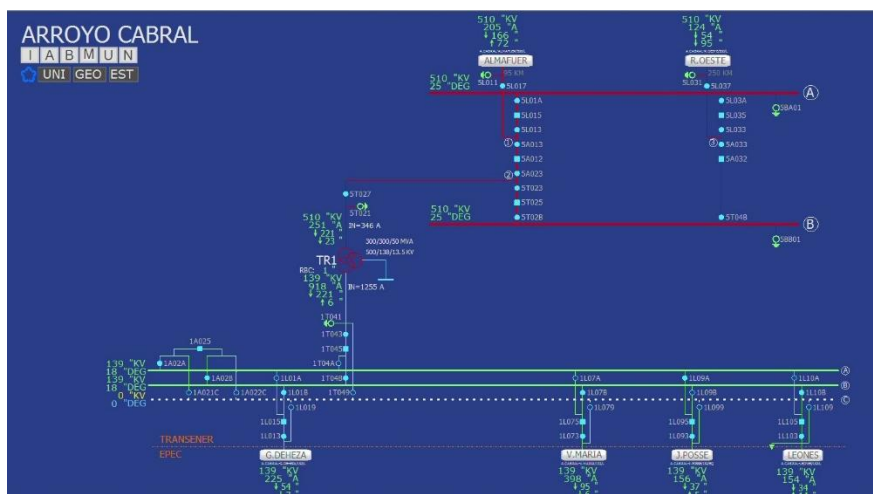


Figura 9-21: Estación transformadora Arroyo Cabral.

Estos límites constituyen recomendaciones operativas destinadas a evitar eventos en cascada ante la condición de salida de servicio de la línea Rosario Oeste – Ramallo. En particular, buscan minimizar el riesgo de que la desconexión adicional de alguna de las líneas críticas ATU-ROD o ROE-ACB provoque la actuación de protecciones y la consecuente pérdida de equipamiento o generación.

En el caso de estudio analizado, la desconexión de la línea ROE-RAM provoca la violación del Límite 1. Por este motivo, el despachante de red debe realizar un redespacho de generación con el objetivo de reducir el flujo de potencia sobre la línea ATU-ROD y disminuir el riesgo asociado a una contingencia adicional. Una vez implementado el redespacho, se ejecuta nuevamente el flujo de carga y se evalúan los resultados obtenidos.

Este proceso se repite de manera iterativa hasta alcanzar una condición de operación que resulte simultáneamente segura desde el punto de vista técnico y eficiente desde el punto de vista operativo, verificando en cada etapa el cumplimiento de los límites de transporte y las restricciones del sistema.

Finalmente, si luego de la simulación y de la aplicación de las acciones correctivas necesarias el sistema no presenta violaciones de límites operativos ni compromete su seguridad, el operador de red se encuentra en condiciones de autorizar al transportista la

salida de servicio de la línea para la ejecución de las tareas de mantenimiento programadas.

9.5 Caso 2: Reconexión de la región COMAHUE - CUYO

9.5.1 Protocolo de Reposición

En el siguiente caso de estudio se utiliza el flujo de carga (DPF) como herramienta de análisis. No obstante, es importante destacar que, en la operación en tiempo real, los operadores emplean el estimador de estados del sistema SCADA/EMS, el cual proporciona una representación más precisa y robusta de las condiciones eléctricas de la red en tiempo real.

Para llevar a cabo el recierre exitoso de una línea de alta tensión, resulta fundamental considerar tanto las magnitudes de tensión como los ángulos de fase en ambos extremos de la misma. En particular, cuando la diferencia angular ($\Delta\theta$) entre dichos extremos supera un determinado umbral, el recierre deja de ser una maniobra segura. Bajo estas condiciones, la reconexión puede provocar transitorios electromecánicos y eléctricos severos, generando esfuerzos significativos sobre generadores, transformadores y equipos de compensación, además de posibles inestabilidades en el sistema.

Desde el punto de vista físico, una elevada diferencia angular indica que los sistemas a ambos extremos de la línea no se encuentran adecuadamente sincronizados. Al efectuar el recierre en estas condiciones, se produce un intercambio brusco de potencia activa, lo que puede derivar en oscilaciones de gran amplitud, pérdida de sincronismo de unidades generadoras e incluso en la actuación de protecciones de estabilidad.

Desde el punto de vista del intercambio de potencia, la relación entre la potencia activa transmitida y el ángulo eléctrico entre los extremos de una línea puede representarse mediante la conocida curva $P-\delta$, cuya expresión es:

$$P = \frac{V_1 V_2}{X} \sin(\delta)$$

donde V_1 y V_2 son las tensiones en ambos extremos de la línea, X es la reactancia de la misma y δ es la diferencia angular entre los sistemas interconectados.

Esta relación muestra que la potencia transmitida depende directamente del seno del ángulo. A medida que δ aumenta, la potencia transferida también se incrementa, alcanzando su valor máximo en 90° . Sin embargo, desde el punto de vista operativo, no

es conveniente trabajar en cercanías de este límite, ya que el sistema pierde margen de estabilidad y se vuelve altamente sensible a perturbaciones.

En el contexto de recierres, esta relación adquiere especial relevancia. A modo de ejemplo teórico:

Para $\delta = 10^\circ$: el sistema se encuentra fuertemente acoplado, con condiciones seguras para el recierre.

Para $\delta = 25^\circ$: el flujo de potencia es elevado pero aún aceptable; el recierre puede realizarse con supervisión.

Para $\delta = 40^\circ$: el sistema presenta una condición comprometida, con menor margen de estabilidad; el recierre no es recomendable, debido al riesgo de oscilaciones severas o pérdida de sincronismo.

Este comportamiento evidencia que, a medida que aumenta la diferencia angular, el sistema opera más exigido y el recierre se vuelve progresivamente más riesgoso.

Por este motivo, previo a emitir la orden de recierre, es indispensable conocer con precisión las tensiones y los ángulos en ambos extremos de la línea.

A modo ilustrativo, se considera una red en condición N que experimenta la pérdida de un corredor de transmisión. Antes de proceder con la reconexión, se verifican las tensiones y los ángulos de fase en los extremos de la línea. En el caso ideal, si dichas variables se mantienen dentro de rangos admisibles, es decir, si la diferencia angular ($\Delta\delta$) y las tensiones no superan los umbrales establecidos, el recierre podrá realizarse en forma inmediata, siempre que las condiciones físicas de la instalación lo permitan.

En caso de que la diferencia angular o las tensiones excedan los límites aceptables, será necesario realizar un redespacho de generación. Este proceso debe llevarse a cabo de manera segura y económicamente eficiente, buscando reducir el ángulo en el extremo con mayor valor (disminuyendo la generación asociada) y/o incrementarlo en el extremo opuesto (aumentando la generación), con el objetivo de disminuir la diferencia angular total y garantizar condiciones adecuadas para un recierre exitoso.

Durante esta maniobra, el operador de red y el despachante trabajan de manera coordinada, evaluando variables clave como la hora del día, las condiciones climáticas y la evolución de la demanda, de modo de preservar tanto la seguridad operativa como el despacho económico del sistema.

Para una mejor comprensión se presenta el siguiente caso de estudio donde se centra en la reconexión de la región COMAHUE–CUYO.

Cabe destacar que en esta región, se cuenta con una gran disponibilidad de energía renovable solar, generación que puede ser de gran utilidad para ajustar los ángulos de la línea, sin embargo se propone abordar el caso en un horario nocturno con el fin de establecer un escenario más desafiante para lograr una diferencia angular admisible.

De esta manera, se simula la desconexión intempestiva de la línea Agua del Cajón – Río Diamante, a partir de lo cual se inicia el proceso de reconexión de las líneas, considerando en todo momento la seguridad del sistema.

Se toma como caso de estudio el día 18/02/2026 a las 20:00 hs, donde la demanda argentina para ese instante es de 23045,47 MW.

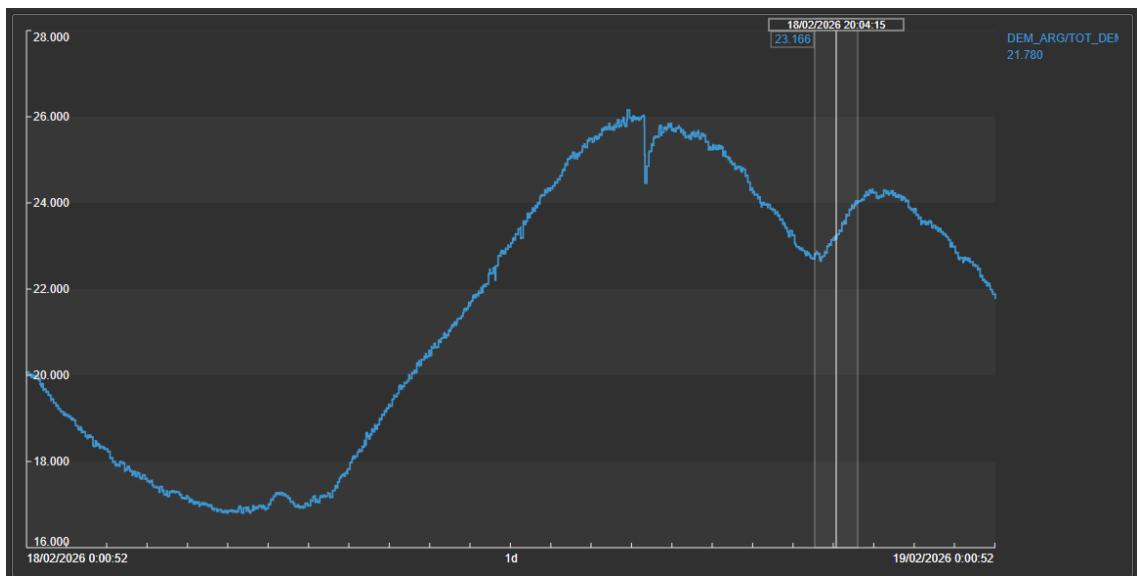


Figura 9-22: Curva de demanda 18/02/2026.

En el siguiente esquema se identifican las áreas eléctricas del país.

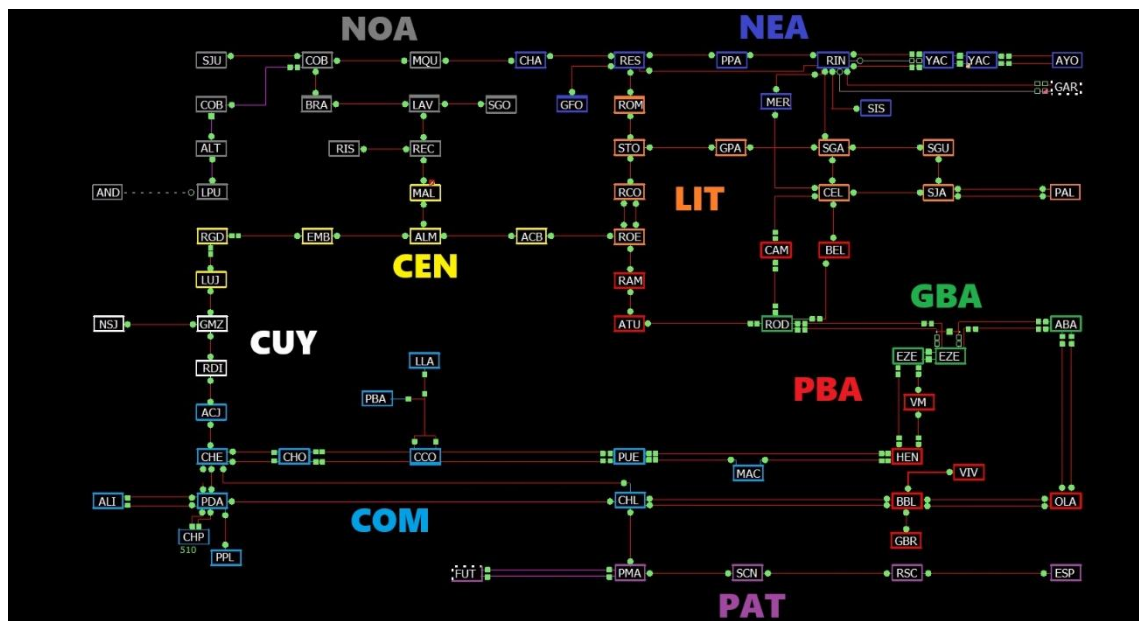


Figura 9-23: Red N – SADI 500kv Regiones eléctricas.



Figura 9-24: Red N – SADI.

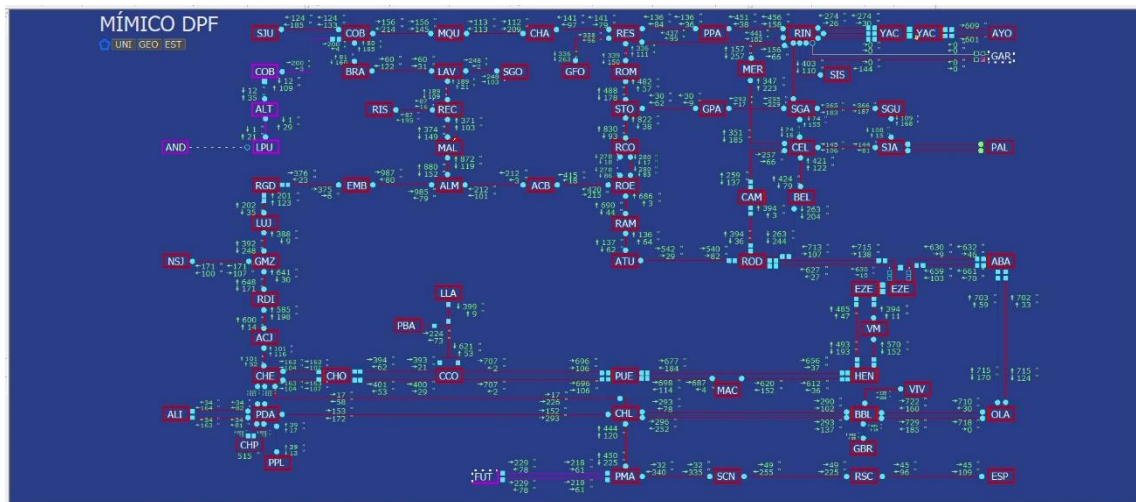


Figura 9-25: Red N – Potencia Activa y Reactiva.

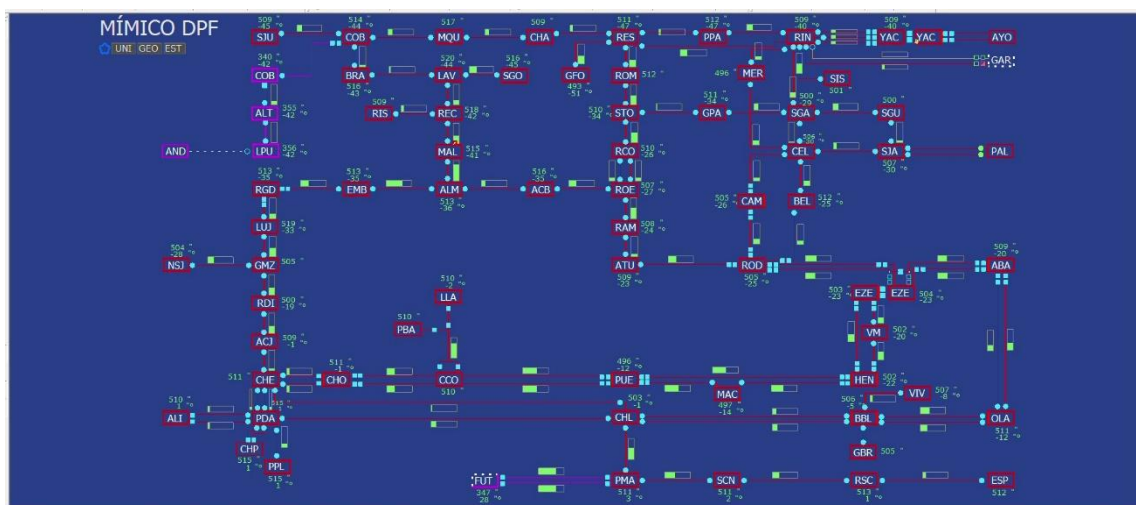


Figura 9-26: Red N – Tensiones, Ángulos y Carga de líneas.

A continuación, se simula la apertura de una línea.

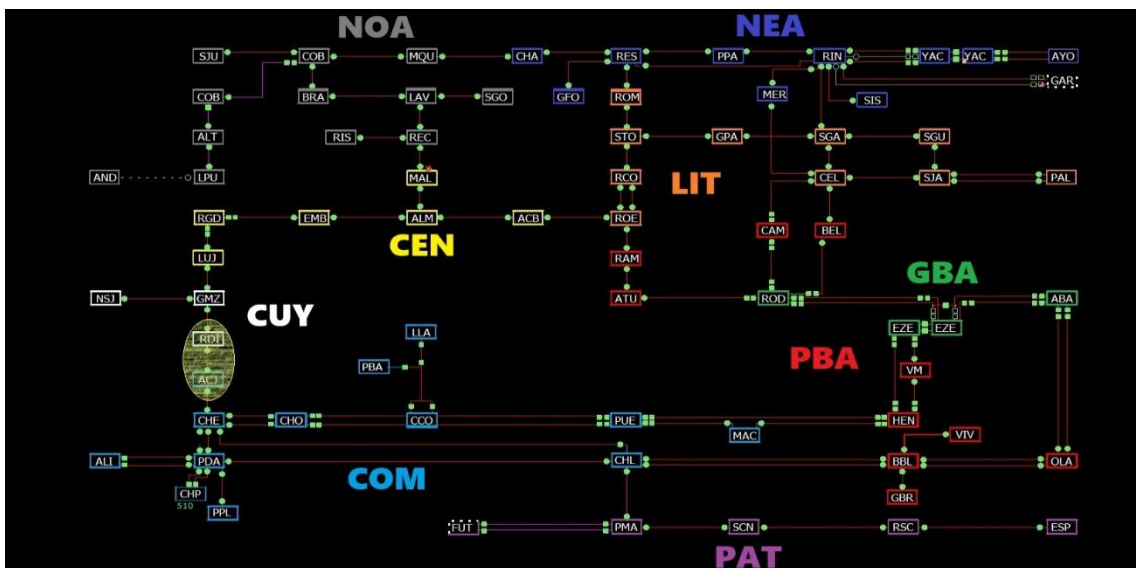
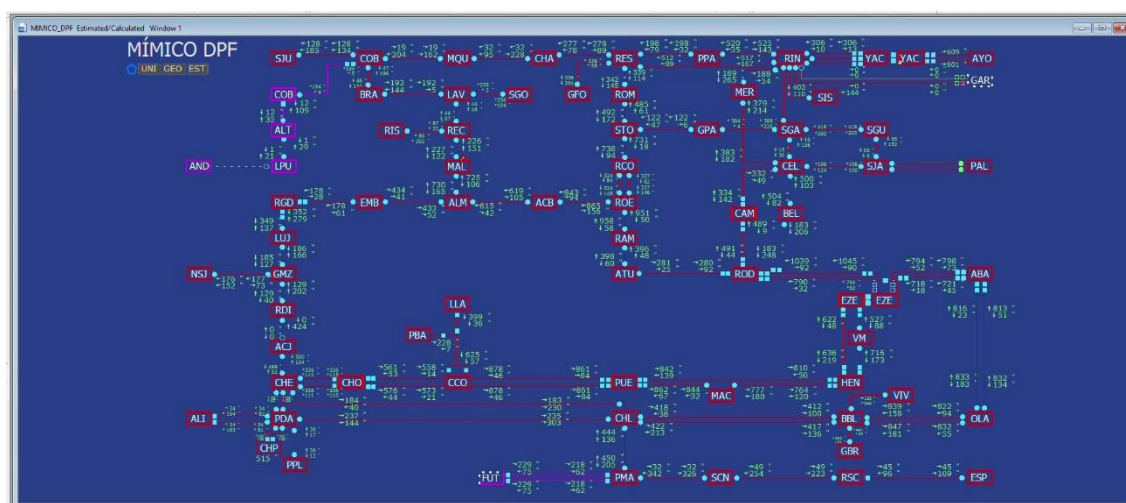


Figura 9-27: Red N – SADI 500kV Regiones eléctricas.



	Línea a energizar	Lugar de energización E.T.	Reactor de línea F/S	Reactor de barra utilizado en la energización	Tensión Previa de energización extremo a cerrar [kV]	Tensión final extremo cerrado de la línea [kV]	Tensión final extremo abierto de la línea [kV](1)	Reactivo entregado por la línea en la energización [MVar]
(6)	5AG-RDI1	AG	R1L5AG o R2L5AG	R1B5RDI y R2B5RDI	500	507	485	108
	5AG-RDI1	AG	R4L5RDI o R5L5RDI	-	487	494	no operable	275
(7)	5AG-RDI1	AG	R4L5RDI o R5L5RDI	R2B5RDI	483	487	515	179
(8)	5AG-RDI1	AG	R4L5RDI o R5L5RDI	R1B5RDI y R2B5RDI	500	507	514	107

Tabla 9-3: Operación de la línea Agua del Cajón – Rio Diamante.

(1) Este valor de tensión se obtiene utilizando en la barra a energizar el valor de tensión de la columna “Tensión Previa de energización extremo a cerrar (kV)”.

(2) Se requieren 3 máquinas en El Chocón. Para 3 máquinas en Piedra del Aguila, la energización se iniciará con 489 kV en AG

(3) Maniobra óptima para la operación de la línea. No es necesaria generación en El Chocón.

(4) Solo en caso de no poder utilizar los dos reactores R1B5RDI y R2B5RDI. Se requieren 4 máquinas de El Chocón para absorber 216 MVar.

(5) Solo en caso de no poder utilizar los dos reactores R1B5RDI y R2B5RDI. Se requieren 3 máquinas de El Chocón para absorber 159 MVar.

(6) Maniobra óptima para la operación de la línea cuando falta un reactor en el extremo AG. No es necesaria generación en El Chocón.

(7) Solo en caso de no poder utilizar los dos reactores R1B5RDI y R2B5RDI. Se requieren 4 máquinas de El Chocón para absorber 152 MVar.

(8) Maniobra óptima para la operación de la línea cuando falta un reactor en el extremo RDI. No es necesaria generación en El Chocón.

Por lo tanto, es necesario redistribuir la generación para disminuir el ángulo en el extremo de ACJ y aumentarlo en RDI.

Para ello, se plantea reducir generación en COMAHUE (baja el ángulo) e incrementarla en CUYO (sube el ángulo).

De acuerdo con la orden de servicio de Transener mencionada anteriormente, es necesario cumplir con las siguientes condiciones:

Verificamos que en este caso se cumple:

1. 3 máquinas de El Chocón en servicio
2. 3 máquinas de Agua del Cajón en servicio

Ambas condiciones se cumplen. Dado que Agua del Cajón cuenta con más de 3 máquinas en servicio, se reduce la generación retirando 2 generadores.

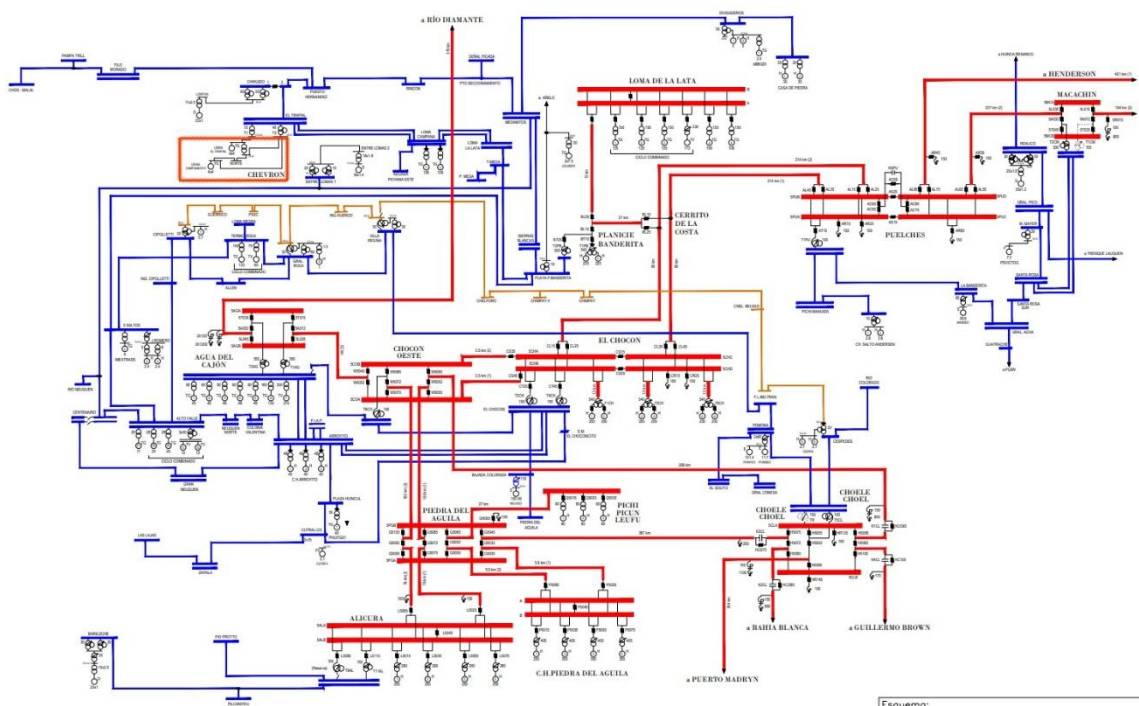


Figura 9-31: Unifilar del Comahue.

Para realizar el estudio lo más cercano a la realidad se debe disminuir generación en COM y al mismo tiempo subir la misma generación en CUY para no perder demanda.

Se debe considerar que CUYO se caracteriza por su generación fotovoltaica; sin embargo, dado que el caso de estudio corresponde a las 20 hs, no se dispone de dicha generación. Por lo tanto, se incrementa la generación en máquinas ya despachadas y se incorporan unidades hidráulicas y térmicas disponibles.

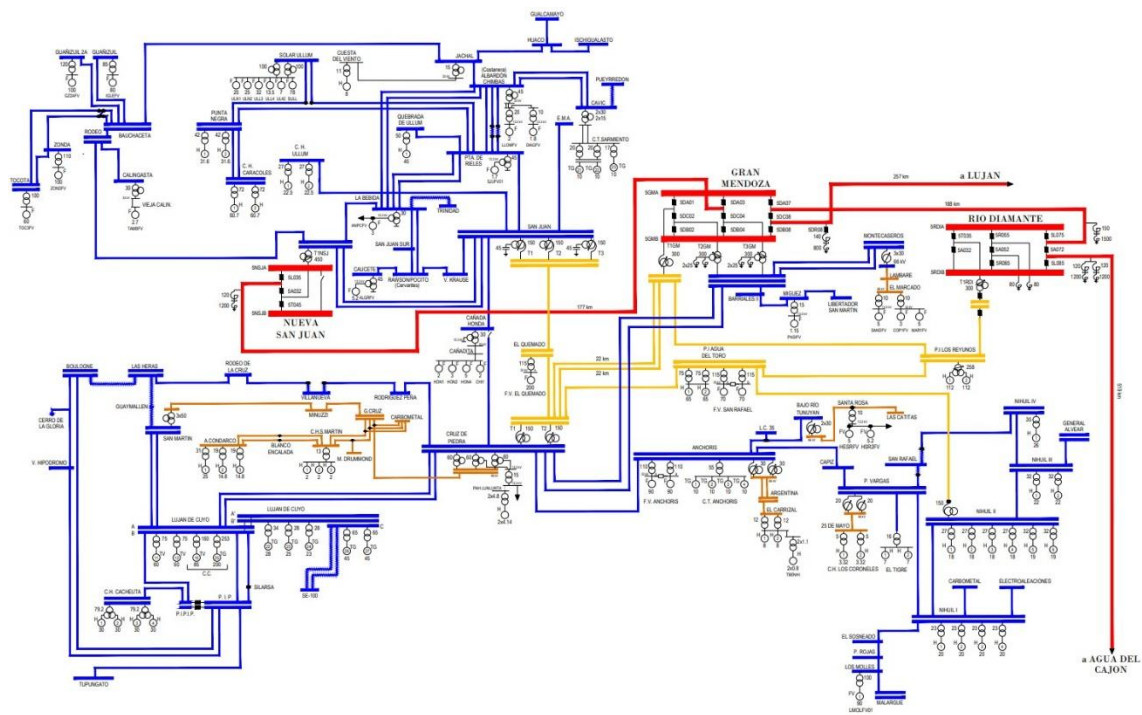


Figura 9-32. Unifilar de Cuyo

A continuación, se observa cómo se reduce la diferencia angular entre extremos a reconectar:

región	estación	maquina	MW		Angulo			
			Antes	Después	ACJ		RDI	
COM	AGUA CAJON	ACAJTV07	248,59	200	8	7	-57	-54
COM	AGUA CAJON	ACAJTG06	107,61	100				
CUY	LUJ DE CUYO	LDCUTV11	0	56,2				

Tabla 9-4: Primera operación para acortar diferencia angular.

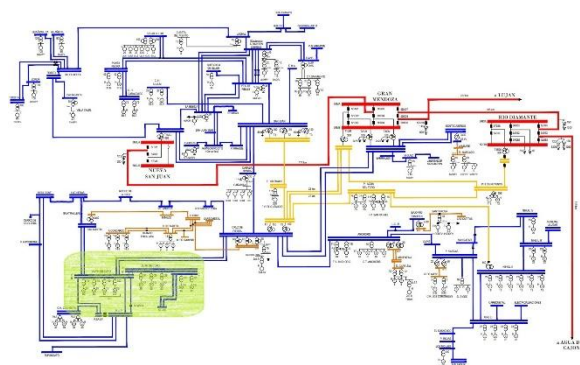
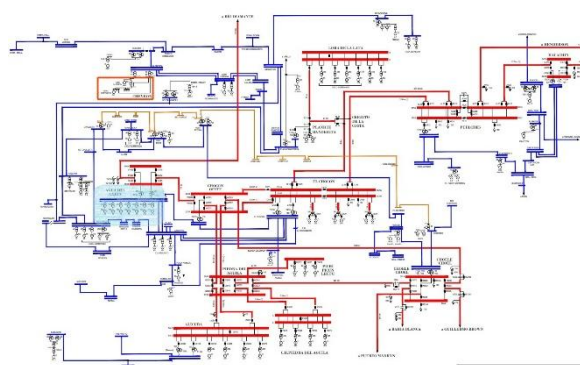
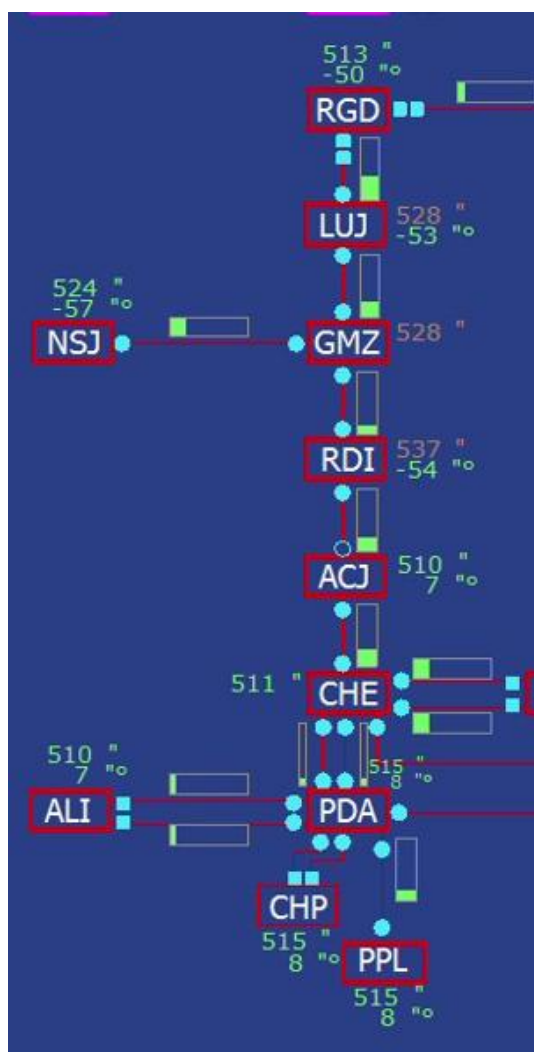


Figura 9-33. Resultados de la primera operación.

región	estación	maquina	MW		Angulo			
			Antes	Después	ACJ		RDI	
COM	AGUA CAJON	ACAJTV06	100	0	7	6	-54	-48
CUY	LUJ DE CUYO	LDCUTG23	0	20				
CUY	LUJ DE CUYO	LDCUTG26	0	40				
CUY	LUJ DE CUYO	LDCUTG27	0	40				

Tabla 9-5: Segunda operación para acortar diferencia angular.

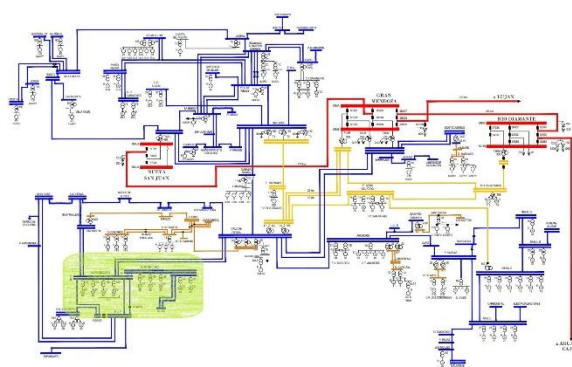
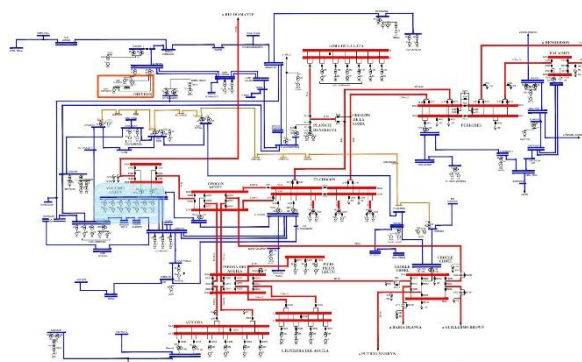


Figura 9-34. Resultados de la segunda operación.

región	estación	maquina	MW		Angulo			
					ACJ		RDI	
			Antes	Después	Antes	Después	Antes	Después
COM	AGUA CAJON	ACAJTV07	200	110	6	5	-48	-43
CUY	LUJ DE CUYO	LDCUTV12	0	60				
CUY	LUJ DE CUYO	LDCUTG22	17,38	28				
CUY	LUJ DE CUYO	LDCUTG24	0	20				

Tabla 9-6: Tercera operación para acortar diferencia angular.

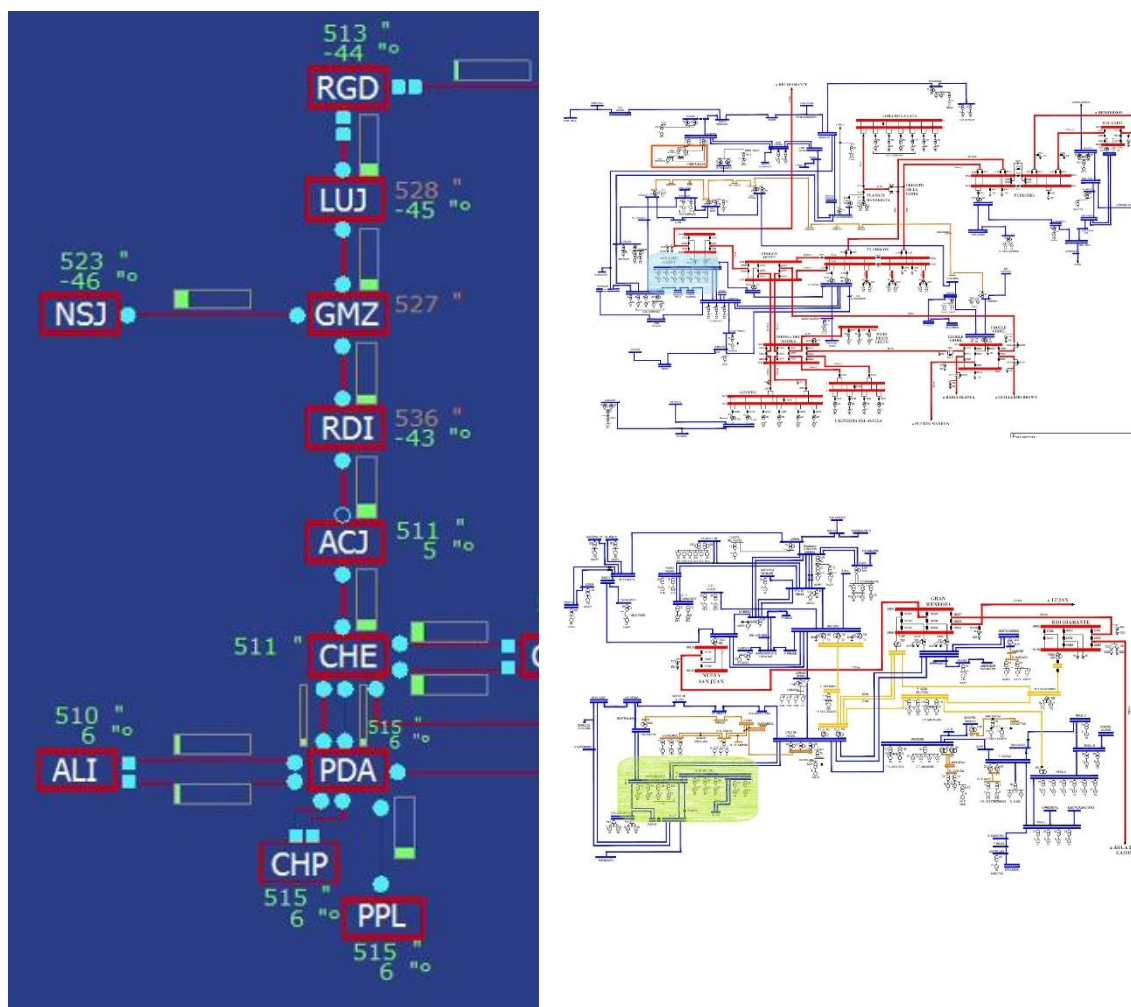


Figura 9-35. Resultados de la tercera operación.

región	estación	maquina	MW		Angulo			
			Antes	Después	ACJ		RDI	
COM	AGUA CAJON	ACAJTV07	110	0	5	3	-43	-37
CUY	CACHEUTA	CACHHI02	0	30				
CUY	CACHEUTA	CACHHI03	0	30				
CUY	PUNTA NEGRA	PNEGHI01	14,8	30				
CUY	PUNTA NEGRA	PNEGHI02	14,15	30				
CUY	LUJ DE CUYO	LDCUTG25	177,39	197				

Tabla 9-7: Cuarta operación para acortar diferencia angular.

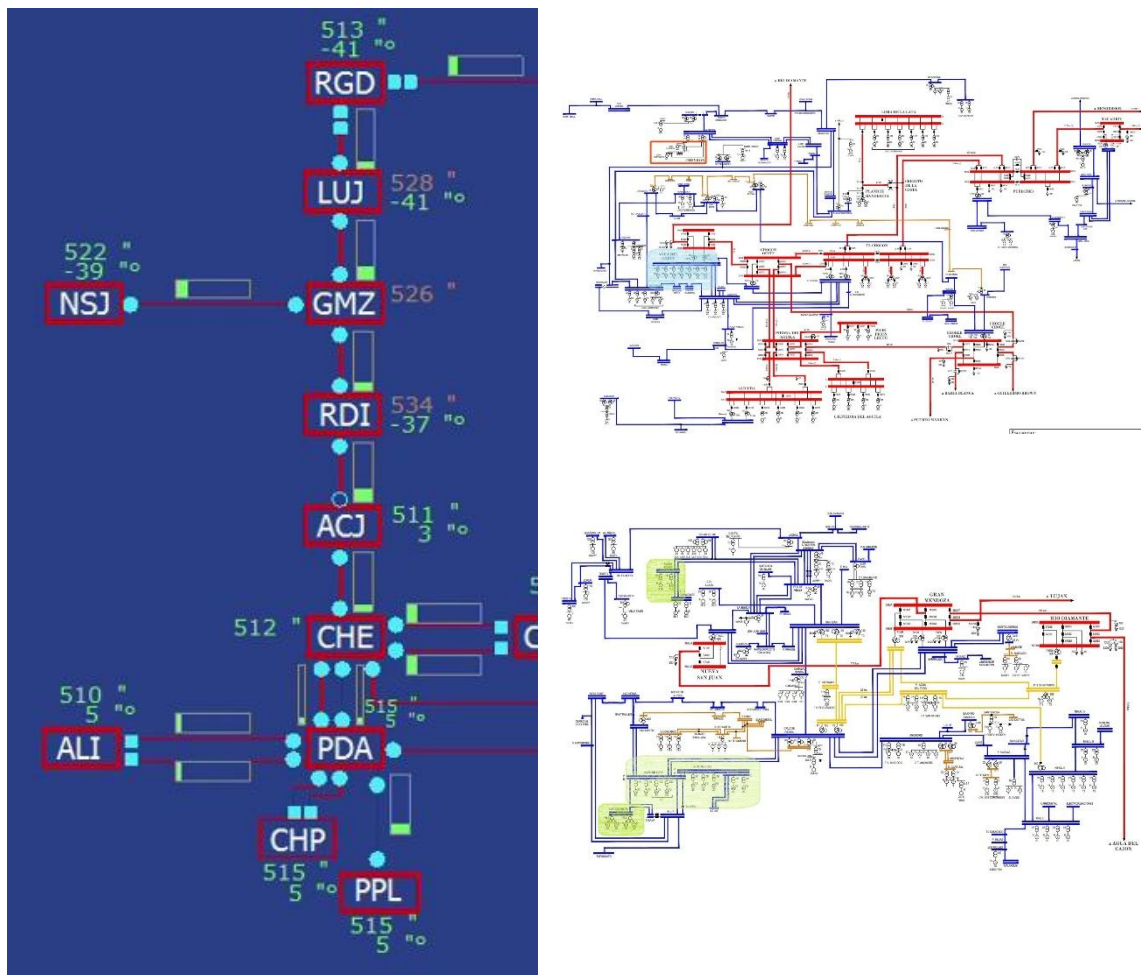


Figura 9-36. Resultados de la cuarta operación.

De esta manera, se observa la distribución final de flujos, tensiones y ángulos luego de la redistribución de generación.

Cabe destacar que estas maniobras pueden demandar desde minutos hasta horas, debido a los tiempos de respuesta de las máquinas tanto para su entrada como salida de servicio. Asimismo, debe considerarse la variación de la demanda durante la ejecución de estas acciones.

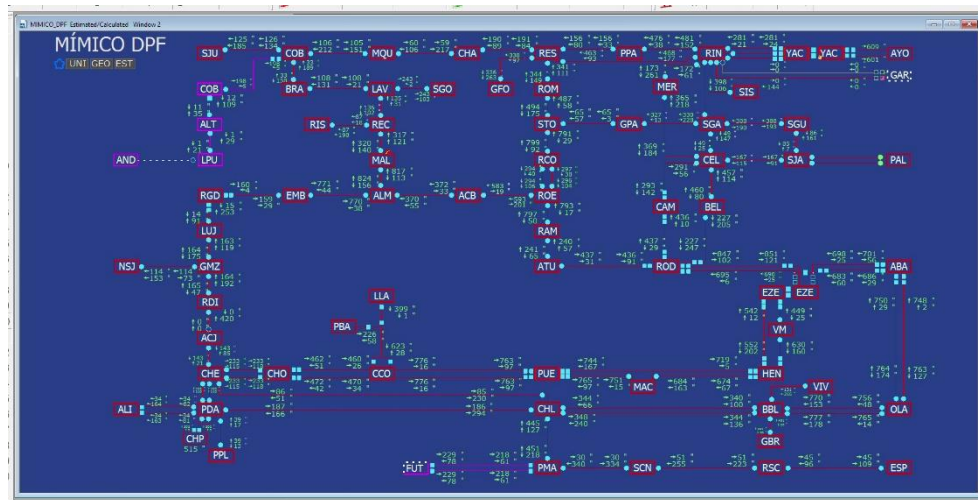


Figura 9-37: Red N-1 – Potencia Activa y Reactiva

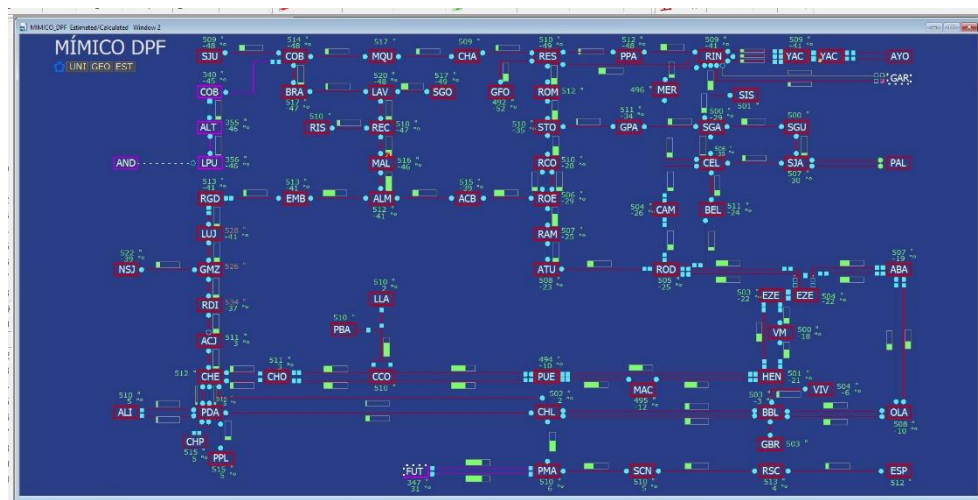


Figura 9-38: Red N-1 – Tensiones, Ángulos y Carga de líneas

Antes de reconectar las líneas, TRANSENER debe garantizar que en cada extremo se cumplan los niveles de tensión habilitados para lograr una reconexión exitosa.

Finalmente, suponiendo en esta demostración que las tensiones en ambos extremos se encuentran dentro de los valores permitidos por TRANSENER, se procede a la reconexión del corredor COM–CUY a través de la línea Agua del Cajón – Río Diamante, obteniéndose los siguientes valores de flujos, tensiones y ángulos en el sistema.

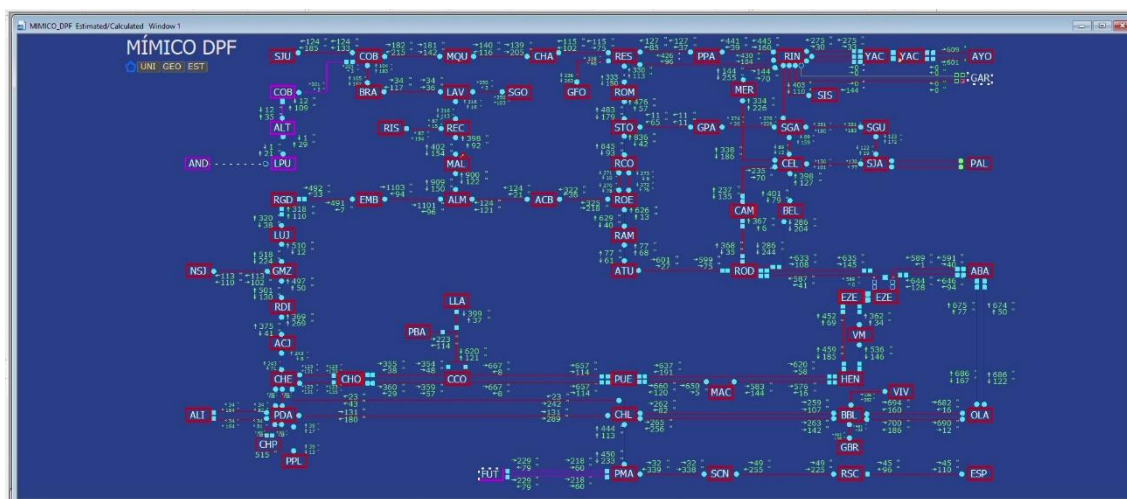


Figura 9-39: Red N – Potencia Activa y Reactiva.

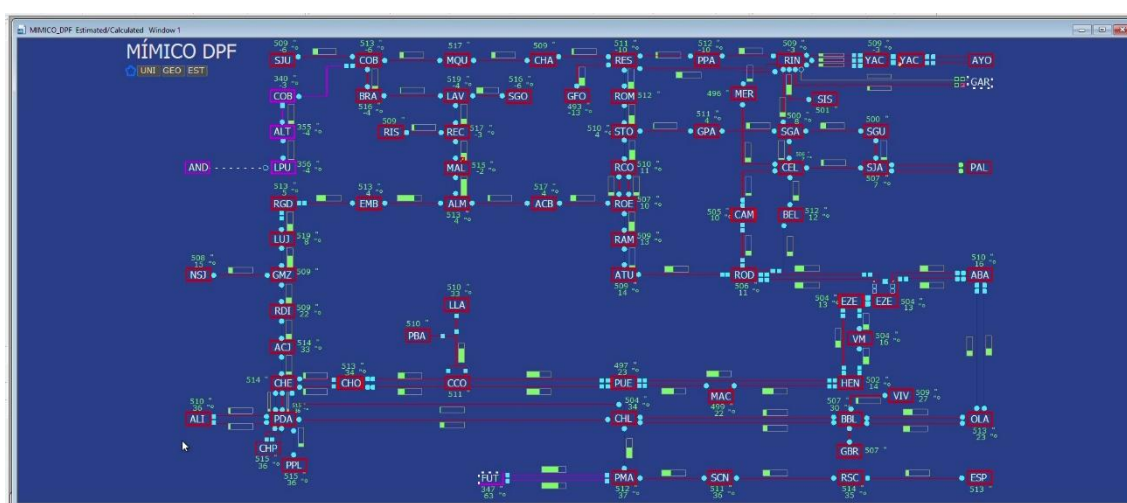


Figura 9-40: Red N – Tensiones, Ángulos y Carga de líneas.

En este caso en particular, puede apreciarse que las líneas no presentan violaciones de límites operativos. Sin embargo, si dicha condición ocurriera, el operador no solo debería redespachar la generación para obtener ángulos admisibles en el extremo a reconectar, sino también realizar un redespacho que permita aliviar las líneas saturadas, garantizando así una condición de operación segura del sistema.

Este ejemplo permite evidenciar la utilidad de esta herramienta para los operadores del sistema. No obstante, su correcto funcionamiento depende fundamentalmente de contar con un modelado adecuado de la red y con una estimación de estados confiable y precisa.

9.6 Caso 3: Incorporación Generación forzada para control de tensiones

En este caso se simula la incorporación de generación forzada con el objetivo de controlar los niveles de tensión del sistema. Del análisis de la tabla de tensiones (Figura 9-41) se observa que las estaciones transformadoras **Junín** y **Lincoln** presentan valores por debajo de los límites seguros de operación. Para corregir esta condición, se evalúa el ingreso de unidades generadoras que inicialmente no fueron despachadas por el criterio económico, ya que existen otras máquinas con menor costo variable capaces de abastecer la demanda.

Estas unidades permanecen disponibles como **reserva operativa** y pueden ser requeridas cuando el sistema presenta necesidades adicionales, como el soporte de tensión, aun cuando su costo de generación sea superior al de las unidades despachadas por mérito económico.

Clasificación del despacho

Mercado a Costo Spot

Corresponde a las unidades seleccionadas por el despacho económico debido a que presentan el menor costo de generación para satisfacer la demanda del sistema.

Mercado a Costo Operativo

Corresponde a unidades que son despachadas por razones operativas y no por ser las de menor costo. Entre las principales causas se encuentran:

- Control de tensión.
- Estabilidad del sistema.
- Restricciones en la red de transporte.
- Seguridad operativa.
- Cumplimiento de mínimos técnicos de generación.

Mercado en Reserva

Son unidades que no se encuentran generando energía, pero permanecen disponibles para entrar en servicio cuando las condiciones del sistema lo requieran.



Figura 9-41: Tensiones PBA y ATL.

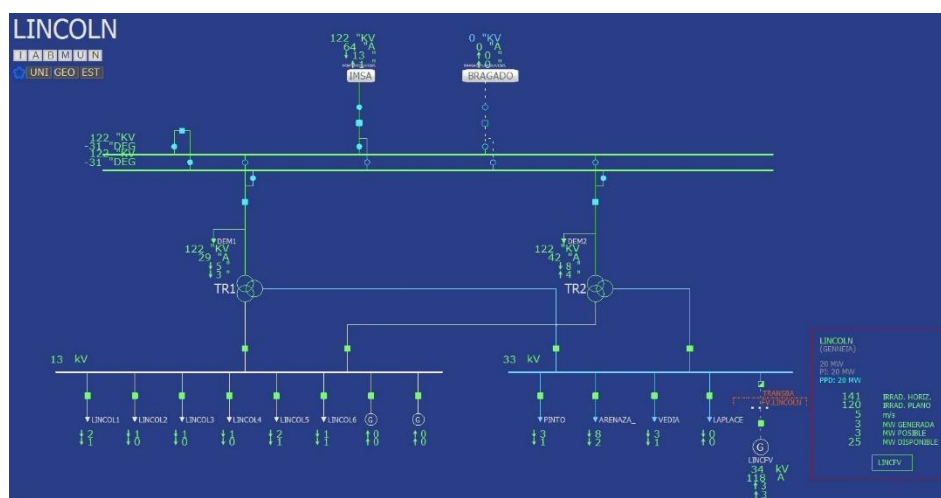


Figura 9-42: Estación Transformadora Lincoln antes de la incorporación de generación forzada.

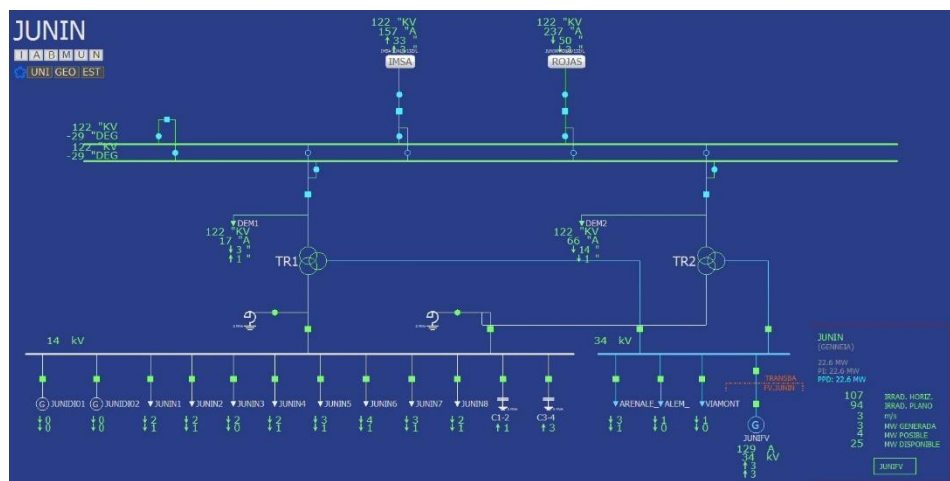


Figura 9-43: Estación Transformadora Junín antes de la incorporación de generación forzada.

Para corregir los niveles de tensión, se incorpora generación forzada en la estación transformadora Lincoln. La potencia activa inyectada se fija con un valor equivalente a la demanda registrada en dicha estación. Posteriormente, se analiza el comportamiento del sistema, observándose una mejora en el perfil de tensiones, principalmente en las ET Lincoln y Junín, donde los niveles de tensión se aproximan a los valores operativos deseados.

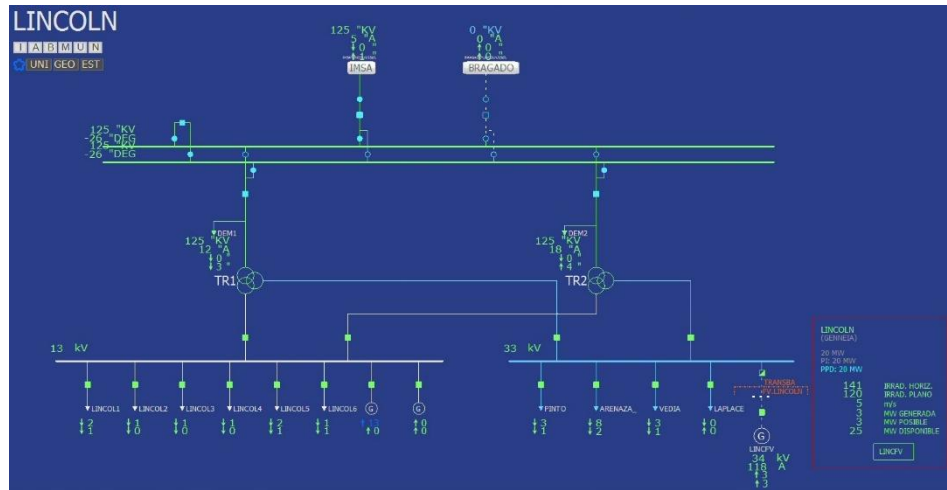


Figura 9-44: Estación Transformadora Lincoln con incorporación de generación forzada.

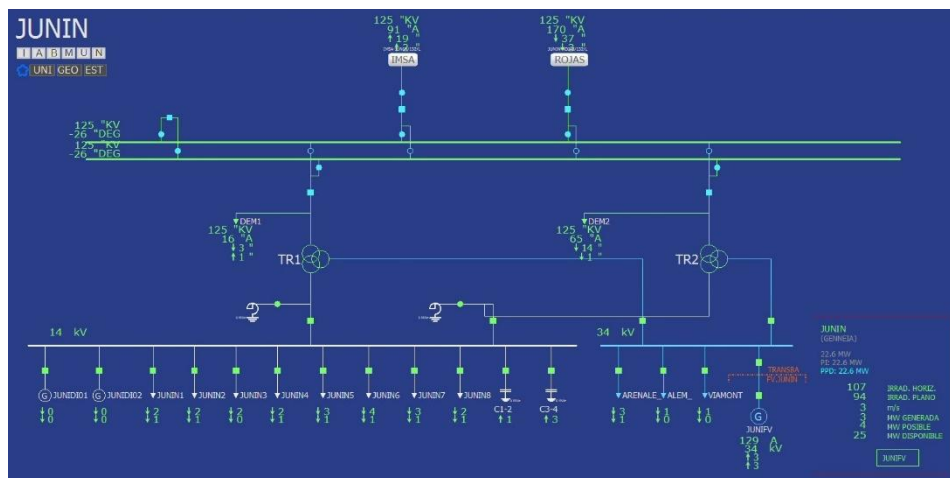


Figura 9-45: Estación Transformadora Junín con incorporación de generación forzada en Lincoln.



Figura 9-46: Tensiones PBA y ATL- incorporación de generación forzada en Lincoln.

De manera análoga al caso anterior, se simula la incorporación de generación forzada en la estación transformadora Junín, con una potencia activa equivalente a la demanda registrada en dicha estación. Como resultado, se observa una mejora adicional en el perfil de tensiones de las ET Junín y Lincoln, alcanzando ambos valores comprendidos dentro de los límites operativos establecidos. Esto evidencia que la incorporación de generación forzada en ambas estaciones proporciona un soporte de tensión más efectivo para el área analizada, permitiendo restablecer condiciones normales de operación.

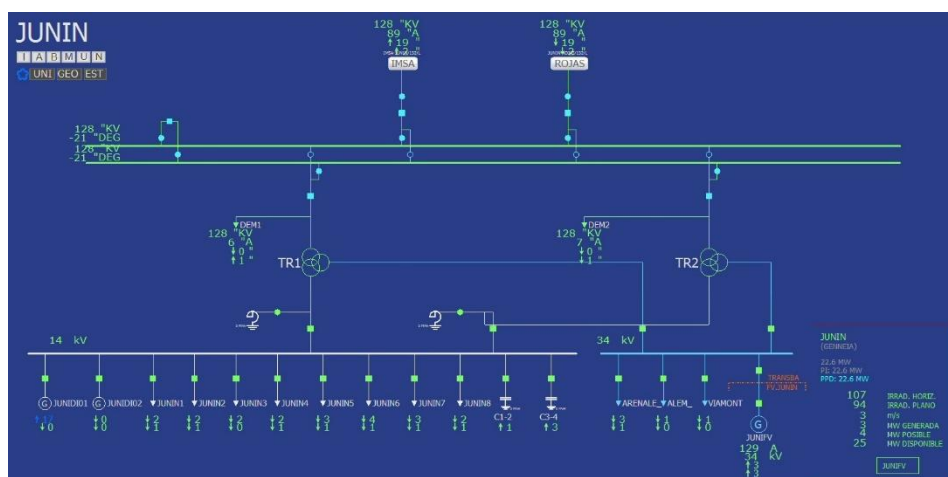


Figura 9-47: Estación Transformadora Junín con incorporación de generación forzada en Lincoln y Junín.

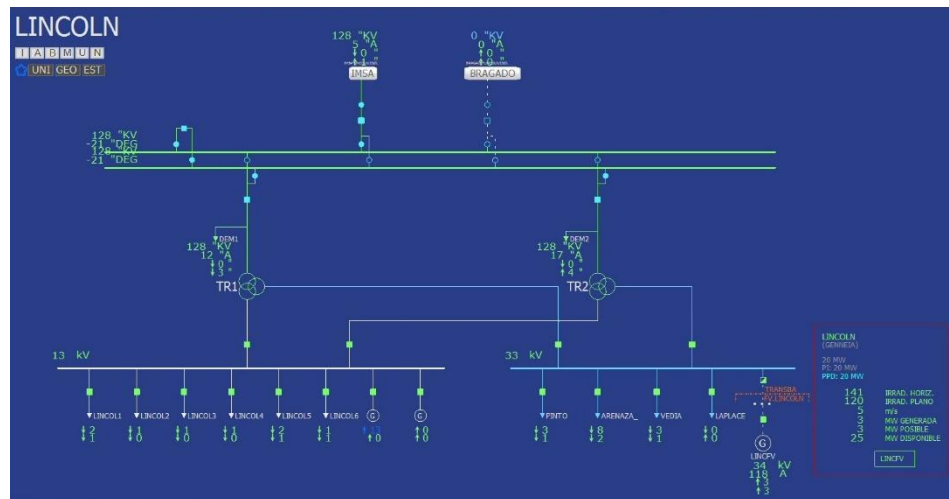


Figura 9-48: Estación Transformadora Lincoln con incorporación de generación forzada en Lincoln y Junín.



Figura 9-49: Tensiones PBA y ATL- incorporación de generación forzada en Lincoln y Junín.

En la simulación realizada, de acuerdo con el día y la hora analizados, el costo marginal de incorporar estas unidades para brindar soporte de tensión es el siguiente:

- JUNIDI01: 517.250,5 \$/MWh.
- LINCDI01: 526.427,8 \$/MWh.

Estos valores representan el **costo incremental de producir 1 MWh** con cada una de estas máquinas al ser incorporadas al despacho. Si bien son significativamente superiores al costo de las unidades que abastecen la demanda por mérito económico, su utilización se justifica por la necesidad de mantener las tensiones dentro de los límites de operación seguros y garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico.

Para mantener el equilibrio entre la generación y la demanda del sistema, la potencia incorporada mediante estas unidades se compensa reduciendo en la misma magnitud la

generación de la Central Hidroeléctrica Yacyretá, que se encontraba previamente despachada. Dado que Yacyretá es una central hidroeléctrica de pasada, su costo variable de generación es prácticamente nulo (0 USD/MWh); por lo tanto, el reemplazo de parte de su generación por unidades térmicas destinadas al soporte de tensión implica un incremento en el costo operativo del sistema, correspondiente al costo de producción de dichas unidades.

Esta metodología permite conservar el balance de potencia activa del sistema, de modo que las variaciones observadas en la simulación se deban exclusivamente a la redistribución de la generación. De esta forma, es posible evaluar de manera aislada el efecto de la incorporación de generación forzada sobre los perfiles de tensión, los flujos de potencia y las condiciones operativas de la red, sin introducir alteraciones en el equilibrio energético del caso de estudio.

10 Capítulo 5: Evaluación Económica

10.1 Optimización del despacho

Uno de los principales beneficios económicos asociados a la implementación y utilización del Estimador de Estado radica en la reducción de la incertidumbre sobre las condiciones reales de operación del Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Al disponer de una representación más precisa y consistente del estado eléctrico de la red, CAMMESA puede tomar decisiones operativas basadas en información de mayor calidad, disminuyendo la necesidad de aplicar márgenes de seguridad excesivamente conservadores.

En ausencia de una estimación confiable del estado del sistema, los operadores suelen adoptar criterios más restrictivos para garantizar la seguridad operativa, lo que puede derivar en una utilización menos eficiente de los recursos de generación y transmisión disponibles. En cambio, la disponibilidad de un modelo validado y depurado mediante el Estimador de Estado permite operar más cerca de los límites reales de los equipos y de la red, manteniendo los niveles de seguridad exigidos por la normativa vigente.

Desde el punto de vista económico, esta mejora se traduce en una optimización del despacho de generación. Al contar con una mayor precisión en la evaluación de flujos de potencia, tensiones y restricciones operativas, es posible reducir redispachos preventivos, minimizar restricciones innecesarias de transporte y aprovechar de manera más eficiente la capacidad disponible del sistema.

Asimismo, una mejor representación de la red permite que las herramientas de análisis energético y de seguridad utilizadas por CAMMESA reflejen con mayor exactitud las condiciones operativas reales, contribuyendo a la selección de alternativas de despacho de menor costo. Esto resulta particularmente relevante en escenarios de elevada penetración de generación renovable, donde pequeñas diferencias en la estimación del estado pueden producir variaciones significativas en las decisiones de operación.

En consecuencia, la reducción de la incertidumbre proporcionada por el Estimador de Estado constituye una herramienta fundamental para incrementar la eficiencia económica del despacho eléctrico, permitiendo compatibilizar los objetivos de seguridad operativa y minimización de costos.

10.2 Eficiencia de la gestión operativa

Además de los beneficios asociados al despacho económico, el Estimador de Estado genera mejoras significativas en la eficiencia de la gestión operativa de CAMMESA. La disponibilidad de una visión unificada, consistente y validada del sistema eléctrico reduce los tiempos necesarios para el análisis de eventos, la detección de anomalías y la evaluación de condiciones operativas complejas.

La herramienta permite identificar mediciones erróneas, inconsistencias topológicas y fallas de adquisición de datos que podrían afectar la calidad de la supervisión en tiempo real. Como consecuencia, se reduce la necesidad de verificaciones manuales por parte de los operadores y especialistas, optimizando la utilización de los recursos humanos disponibles.

Por otra parte, el Estimador de Estado constituye la base de diversas aplicaciones avanzadas de operación, tales como el análisis de contingencias en tiempo real, la evaluación de seguridad operativa, los estudios de sensibilidad y los sistemas de apoyo a la toma de decisiones. La mejora en la calidad de los datos de entrada incrementa la confiabilidad de estas herramientas, reduciendo la probabilidad de decisiones operativas basadas en información incompleta o inconsistente.

Desde una perspectiva organizacional, esto se traduce en una mayor eficiencia de los procesos internos de CAMMESA, permitiendo una respuesta más rápida ante contingencias, una mejor coordinación entre áreas técnicas y una utilización más efectiva de la infraestructura tecnológica existente.

Si bien resulta complejo asignar un valor monetario directo a todos estos beneficios, su impacto se refleja en una reducción de riesgos operativos, una disminución de costos asociados a errores de operación y una mejora general en la calidad del servicio brindado por el centro de control.

En síntesis, el Estimador de Estado no sólo aporta beneficios técnicos para la supervisión del sistema eléctrico, sino que también constituye una herramienta estratégica para mejorar la eficiencia operativa y económica de CAMMESA, contribuyendo a una gestión más segura, confiable y eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista.

11 Conclusiones

El presente proyecto permitió analizar la importancia de los sistemas SCADA/EMS y del estimador de estado en la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos de potencia. A través de la validación de modelos eléctricos mediante la comparación entre SCADA NM10 y PSSE, se verificó que los modelos utilizados representan adecuadamente el comportamiento de la red, proporcionando una base confiable para las aplicaciones operativas.

Asimismo, se comprobó que herramientas como el flujo de potencia, el análisis de contingencias y el estimador de estado resultan fundamentales para garantizar la seguridad, confiabilidad y eficiencia de la operación del Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Estas aplicaciones permiten mejorar el conocimiento del estado de la red, anticipar situaciones críticas y respaldar la toma de decisiones operativas.

Finalmente, se concluye que la combinación de modelos eléctricos validados, herramientas avanzadas de análisis y la experiencia de los operadores constituye un elemento clave para enfrentar los desafíos actuales de los sistemas eléctricos modernos, especialmente en un contexto de creciente incorporación de energías renovables y mayor complejidad operativa.

12 Anexos

12.1 Anexo 1: Potencia Activa y Reactiva desarrollada por una maquina síncrona acoplada a una red de Potencia Infinita.

Si se considera una maquina síncrona de rotor cilíndrico no saturada en la que se puede despreciar la resistencia del inducido frente a la reactancia síncrona cuya magnitud se supone constante. El circuito eléctrico equivalente por fase de la máquina, estará representado por una f.e.m E_0 en serie con una reactancia X_S . En la figura "1.a" se muestra este circuito. Si la maquina suministra una corriente I con un desfase φ inductivo a una red de potencia infinita de V voltio, se cumplirá:

$$E_0 = V + jX_S I$$

(I)

Cuyo diagrama fasorial, tomando la tensión en bornes como referencia, se ha dibujado en la figura "1.b". La potencia compleja desarrollada por la maquina será:

$$S = 3VI^* = 3VI\cos\varphi + 3VI\sin\varphi = P + jQ$$

(II)

Donde I^* expresa el conjugado de I .

Se determina la potencia anterior en función de la f.e.m E_0 , la tensión V y el angulo δ que forman ambas magnitudes. De (I) se despeja la corriente:

$$I = \frac{E_0 - V}{jX_S}$$

(III)

Pero según la figura "1.b", las expresiones fasoriales de E_0 y V son:

$$E_0 = E_0 \angle \delta = E_0 \cos\delta + jE_0 \sin\delta$$

$$V = V \angle 0^\circ$$

(IV)

Por lo que (III) se trasforma en:

$$I = \frac{(E_0 \cos\delta - V) + jE_0 \sin\delta}{jX_S}$$

(VI)

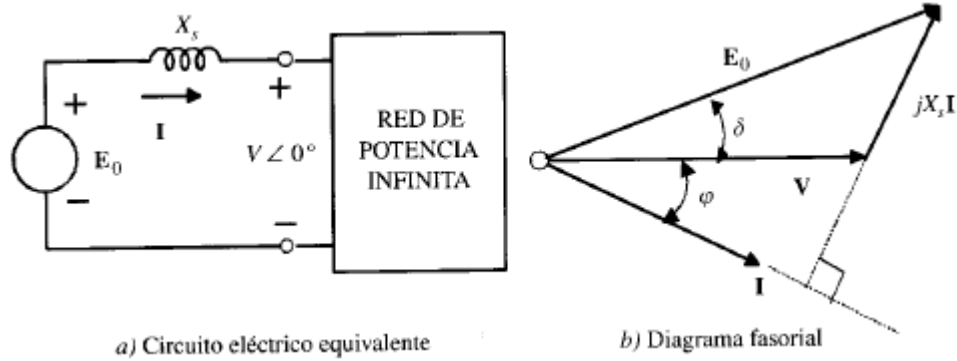


Fig. 1 Maquina síncrona conectada a una red de potencia infinita

Que corresponde a un valor conjugado de:

$$I^* = \frac{(E_0 \cos \delta - V) - jE_0 \sin \delta}{-jX_s}$$

(VII)

Y llevando (VI) y (VII) a (II), resulta una expresión para la potencia compleja:

$$S = 3V \frac{(E_0 \cos \delta - V) - jE_0 \sin \delta}{-jX_s}$$

(VIII)

Que da lugar a:

$$S = \frac{3E_0 V}{X_s} \sin \delta + j3 \frac{E_0 V \cos \delta - V^2}{X_s}$$

(IX)

Que de acuerdo con (II) corresponde a valores de potencia activa y reactiva suministrada por la maquina:

$$P = \frac{3E_0 V}{X_s} \sin \delta = P_{\max} \sin \delta$$

$$Q = 3 \frac{E_0 V \cos \delta - V^2}{X_S}$$

(XI)

En la figura "1.c" se ha dibujado la senoide que representa la potencia activa (XI) en función del ángulo δ , que se denomina **ángulo de potencia** y también **ángulo de carga**.

Según (XI) la potencia activa máxima vale:

$$P_{\max} \frac{3E_0 V}{X_S}$$

Si $\delta > 0$, la potencia activa desarrollada por la maquina es positiva y corresponde al funcionamiento como generador síncrono o alternador (o de otro nodo, la maquina recibe potencia mecánica en el eje). Si $\delta < 0$, la potencia es negativa, es decir la maquina recibe potencia activa de la red y por ello trabaja como motor síncrono entregando potencia mecánica al eje.

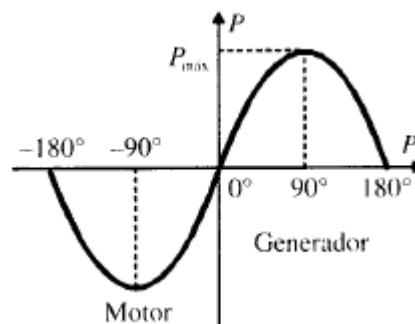


Fig. 1.C

En definitiva y teniendo en cuenta el diagrama fasorial, cuando la maquina síncrona trabaja como generador la f.e.m E_0 se adelanta a la tensión, mientras que cuando la maquina síncrona trabaja como motor la f.e.m E_0 se retrasa respecto de la tensión.

La potencia máxima generada (o absorbida) por la maquina se produce para $\delta = 90^\circ$, este ángulo representa el límite de estabilidad permanente de la maquina síncrona. En la realidad, estas máquinas suelen trabajar con un ángulo de potencia inferior a 30° . Otro aspecto a destacar en (XI) es el valor de la potencia reactiva producida. Se observa que si se cumple:

$$E_0 \cos \delta > V$$

(XI)*

La máquina síncrona **entrega** potencia reactiva **inductiva** a la red, o lo que es lo mismo, la maquina recibe potencia capacitiva de la red. Se dice entonces que la maquina esta **sobreexcitada**. En caso de que se cumpla la desigualdad:

$$E_0 \cos \delta < V$$

(XI)**

Según (XI), la potencia reactiva **suministrada** por el generador es negativa, es decir, **capacitiva**, o de un modo equivalente, la maquina recibe potencia **inductiva** de la red. Se dice entonces que el generador funciona **subexcitado**.

12.2 Anexo 2: Funcionamiento de una maquina síncrona conectada a una red de Potencia Infinita.

Cuando se conecta un generador a una red de potencia infinita, pasa a formar parte de un sistema que comprende centenares de otros generadores que alimentan entre todos a miles de cargas.

Si se tiene en cuenta que en una red de potencia infinita la tensión y la frecuencia son constantes y están impuestas por la red, se puede decir que el comportamiento es distinto al de un generador aislado que alimenta una carga en particular.

Por otro lado, los generadores cuentan con un sistema de regulación de tensión que es controlada por la corriente de excitación y un sistema de regulación de velocidad del motor primario.

A continuación se describe cómo afectan los controles anteriores al funcionamiento de la máquina.

12.2.1 Efecto de la variación de excitación.

Se considera un generador conectado a una red de potencia infinita, tal como se muestra en la figura 3. Para realizar el acoplamiento de la maquina a la red habrá que producir una f.e.m E_0 de igual magnitud y fase que la tensión V de la red. En esta situación en el diagrama fasorial se obtiene dos fasores idénticos por lo que no habrá corriente de

circulación por el inducido del generador. Aunque el generador ha quedado conectado a la red, no suministra (ni recibe) potencia alguna, quedando en operación **modo flotante**.

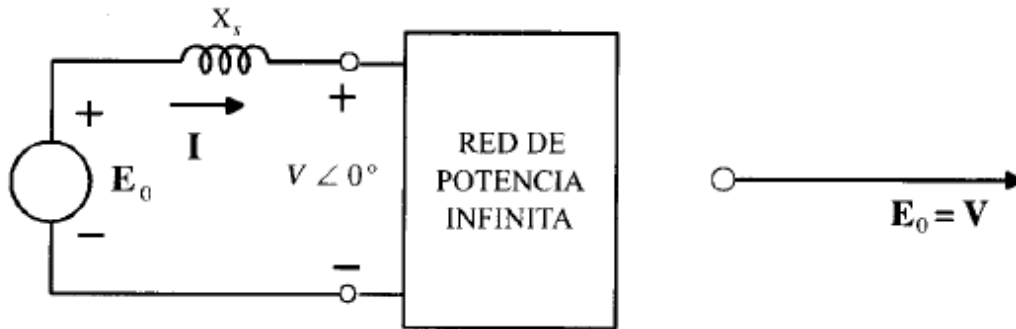


Fig. 3 Máquina síncrona conectada a una red de potencia infinita en el momento de la conexión (funcionamiento en modo flotante).

Si ahora se aumenta la corriente de excitación, aumentará la f.e.m inducida E_0 , que al ser superior a la tensión de la red provocará una corriente de circulación por el inducido, que de acuerdo con (III) será igual a:

$$I = \frac{E_0 - V}{jX_s} = \frac{E_x}{jX_s}$$

(XII)

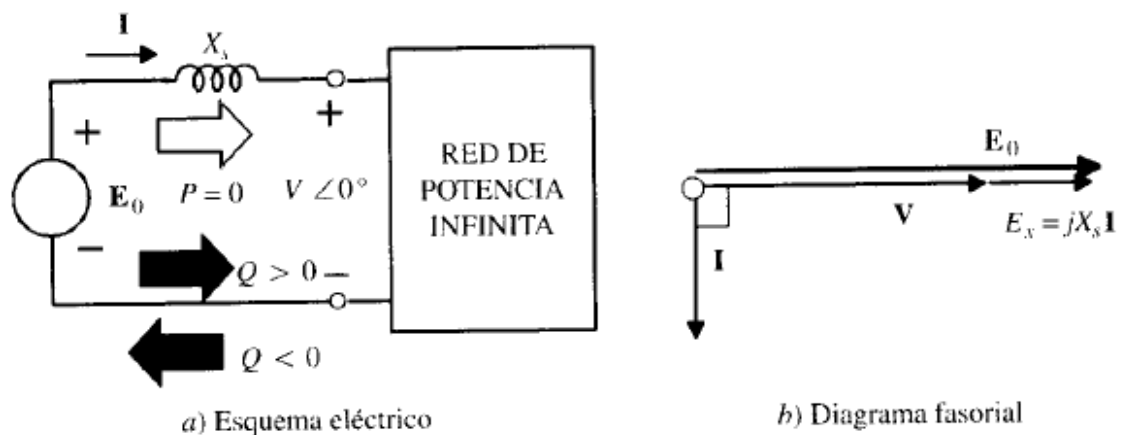


Fig. 4 Máquina síncrona sobreexcitada conectada a una red de potencia infinita.

En la Fig. 4, se muestra el resultado. Es decir, la corriente se retrasa respecto a la diferencia de tensión E_x un ángulo de 90° (debido a la reactancia síncrona). Esta corriente al ser inductiva pura produce un efecto desmagnetizante que tiende a reducir E_0 para oponerse al aumento de la excitación. El generador **entrega** a la red una potencia reactiva

inductiva, o de otro modo, el generador **ve** a la red como si fuera una inductancia. **El generador esta sobreexcitado**. Contrariamente a lo que podría parecer, no absorbe ni cede potencia activa: V e I están en cuadratura.

Si se considera ahora el caso inverso, es decir, si se disminuye la corriente de excitación de forma que E_0 se haga menor que V , aparecerá entonces una corriente en el inducido, adelanta 90° respecto a la tensión (Fig. 5b), según determina la ecuación (XII), esta corriente al ser capacitiva pura produce en efecto magnetizante que tiende a aumentar E_0 para oponerse a la reducción de excitación. El generador **entrega** a la red una potencia reactiva capacitiva, o de otro modo, el generador **ve** a la red como si fuera un capacitor. O al contrario, como se indica en la Fig. 5 a, el generador absorbe potencia reactiva inductiva de la red. **La máquina funciona subexcitada** y no absorbe potencia activa.

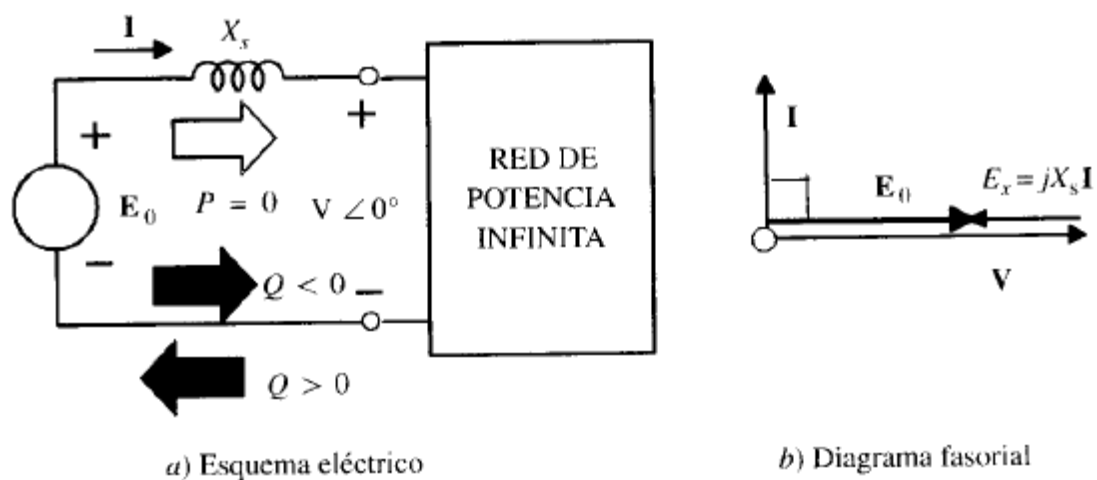


Fig. 5 Máquina síncrona subexcitada conectada a una red de potencia infinita

Este régimen de funcionamiento en el que la máquina síncrona no cede ni absorbe potencia activa sino solo potencia reactiva de uno u otro signo se conoce con el nombre de **COMPENSADOR SINCRONO**. Este compensador, según se ha demostrado, trabaja como condensador si esta sobreexcitado y actúa como bobina si funciona subexcitado.

En resumen:

La variación de la corriente de excitación provoca un cambio en la potencia reactiva que entrega la máquina pero no afecta a la potencia activa que puede ceder o absorber.

12.2.2 Efecto de la variación del par mecánico (Regulador de la velocidad).

Es evidente que la potencia activa suministrada por una máquina síncrona conectada a una red de potencia infinita procede de la potencia mecánica suministrada por la turbina. En régimen permanente y considerando despreciables las pérdidas mecánicas y eléctricas del sistema, la potencia eléctrica generada coincidirá con la potencia mecánica suministrada por la turbina, la cual depende a su vez de la entrada de agua (o vapor en el caso de centrales termoeléctricas) a la misma, que viene gobernada como sabemos por la posición del regulador de velocidad. Si se considera como situación de partida la mostrada en la Fig. 3, en la que el generador está en modo flotante, con E_0 y V iguales en módulo y fase, de acuerdo con (XII) no habrá corriente en la máquina síncrona y por tanto la potencia eléctrica suministrada por el generador será igual a cero, lo que indica que la potencia mecánica de entrada será nula (en realidad la turbina recibirá una pequeña cantidad de agua para vencer las pérdidas del grupo). Si en estas condiciones se abre la admisión de agua a la turbina (actuando sobre el regulador de velocidad), el rotor se acelerará como consecuencia del desequilibrio instantáneo provocado entre la potencia mecánica y eléctrica, y esto hace que la f.e.m. generada se adelante a la tensión de la red en un ángulo δ tal, que la potencia activa de salida se equilibre con la potencia de entrada mecánica. Aunque ambas tensiones tienen el mismo valor eficaz, el desfase entre las mismas determina una tensión E_x (Fig. 6b) que, de acuerdo con (II), provoca una corriente de circulación I retrasada 90° respecto de aquélla. La potencia eléctrica cedida por el generador a la red será, de acuerdo con (XI):

$$P = \frac{3E_0V}{X_S} \sin\delta$$

(XIII)

Que es función del ángulo de potencia δ , lo que indica que si la excitación permanece constante, es decir, se mantiene fija la f.e.m. E_0 , a medida que aumenta la potencia activa, crece el desfase entre δ y entre V y E_0 .

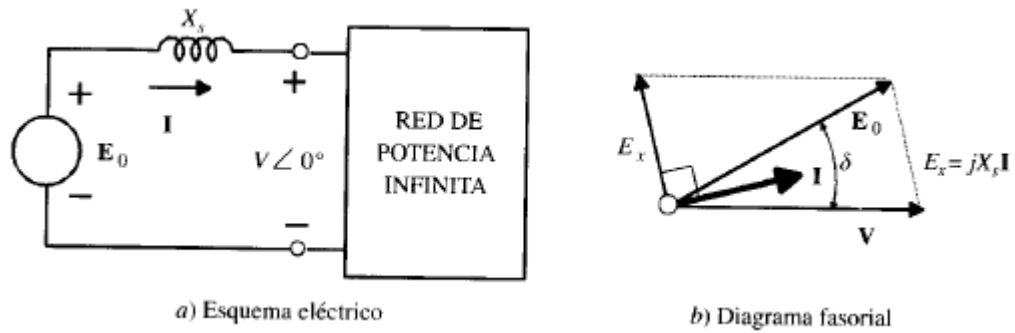


Fig. 6 Efecto de la variación de la potencia mecánica de entrada.

En definitiva, se puede decir que la variación del regulador de velocidad de la turbina provoca un cambio en la potencia activa que entrega la máquina, que se ve reflejada físicamente como una modificación en el ángulo δ que forma la f.e.m. E_0 con la tensión V .

Para una determinada excitación, la potencia activa será máxima para $\delta = \pi/2$, que corresponde al límite de capacidad de sobrecarga estática o límite de estabilidad estática del generador. Un aumento posterior en la entrada de potencia mecánica motriz (turbina) hace que la potencia activa disminuya y el exceso de potencia se convierte en par de aceleración que provoca un aumento de velocidad en el generador, saliéndose del sincronismo. Debe destacarse que al ser la red de potencia infinita, la frecuencia es constante, lo que indica que la velocidad del generador no puede variar. Un cambio en el regulador de velocidad modifica solamente el ángulo δ para equilibrar la potencia mecánica de entrada con la eléctrica de salida. (Realmente existe un cambio de velocidad en el estado transitorio en el que se produce una variación en el equilibrio de potencias).

En el diagrama de la Figura 6b, si además de variar la entrada de potencia mecánica (actuando sobre el regulador de velocidad), se hace variar también la corriente de excitación, se modificará la f.e.m. E_0 producida por el generador. En la Figura 7 se muestra el nuevo diagrama fasorial resultante, en el que se observa la modificación de la magnitud y fase de la nueva corriente de circulación. Si no se ha actuado en el regulador de velocidad, el ángulo δ de esta Figura 7 debe ser tal que se tendrá que seguir cumpliendo la igualdad (XIII) para el nuevo valor alcanzado por E_0 .

Es interesante conocer el lugar geométrico de los afijos de las f.e.m.s y corrientes que aparecen en la máquina síncrona *al variar la excitación y permanecer constante la entrada al motor primario, es decir, sin que varíe la potencia que la máquina entrega a la red*. Obsérvese en la Figura 7 que si P es constante, de acuerdo con (II) será constante la componente activa de la intensidad:

$$P = 3VI\cos\varphi = 3V[OA] = K_1[OA]$$

(XIV)

Es decir, al variar la excitación de la máquina a potencia activa constante, el lugar geométrico del afijo del fasor I se desplaza según una recta perpendicular a la tensión V . Por otra parte, si se tiene en cuenta la ecuación (XI), al ser P constante, se mantendrá invariable la proyección de la f.e.m. E_0 sobre un eje perpendicular a V :

$$P = 3 \frac{V}{X_S} E_0 \sin\delta = 3 \frac{V}{X_S} [BC] = K_2[BC]$$

(XV)

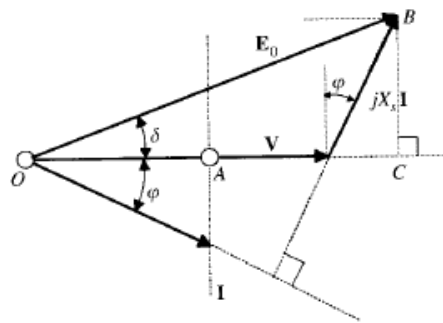


Fig. 7 Diagrama fasorial de la máquina síncrona para estudiar los lugares geométricos de E e I .

Lo anterior indica que al variar la excitación y ser P constante, el extremo del fasor E_0 se desplazará a lo largo de una recta paralela a V a una distancia $E_0 \sin\delta$ o su equivalente $X_S I \cos\varphi$. En la Figura 8 se muestra esta composición geométrica para cuatro valores de la excitación. Para el primer valor se obtiene la f.e.m. E_{01} , que corresponde a una corriente I_1 suministrada por el generador a la red (que tiene carácter inductivo por estar en retraso con la tensión). Si se va reduciendo la excitación, disminuye el valor de la f.e.m., el afijo de la corriente se desplaza sobre la recta, reduciéndose la componente reactiva de la intensidad, que pasará por un valor nulo correspondiente a la corriente I_2 y a la f.e.m. E_{02} . Hasta este punto la máquina ha funcionado en **régimen de sobreexcitación**, ya que se está cumpliendo la desigualdad (XI)*. Si se reduce aún más la excitación se invertirá el carácter reactivo de la corriente. En la Figura 8 se puede observar este efecto para las f.e.m.s E_{03} y E_{04} , que corresponden a corrientes I_3 e I_4 , que tienen para el generador carácter capacitivo. En estas condiciones la **máquina está subexcitada**. La f.e.m. E_{04} forma 90° con la tensión V y representa el caso límite que puede conseguirse, pues a partir de ese momento la máquina se desestabiliza. En consecuencia, la magnitud E_{04}

representa la mínima f.e.m. a la que se puede llegar reduciendo la excitación (para el valor de la potencia mecánica que se ha mantenido constante).

Si se va reduciendo progresivamente la potencia mecánica aplicada al árbol del alternador desde la máquina motriz (lo que se consigue en las turbinas hidráulicas cerrando la admisión de agua), el ángulo δ formado por E_0 y V comienza a disminuir, reduciéndose al mismo tiempo la potencia activa suministrada por el generador. En el caso ideal de despreciar las pérdidas se llegaría a la situación del compensador síncrono (Figs. 4 y 5), para el cual $P = 0$, es decir, $\delta = 0$; en la práctica E_0 y V formarán un ángulo muy pequeño necesario para que el motor primario cubra las pérdidas en funcionamiento en vacío del generador.

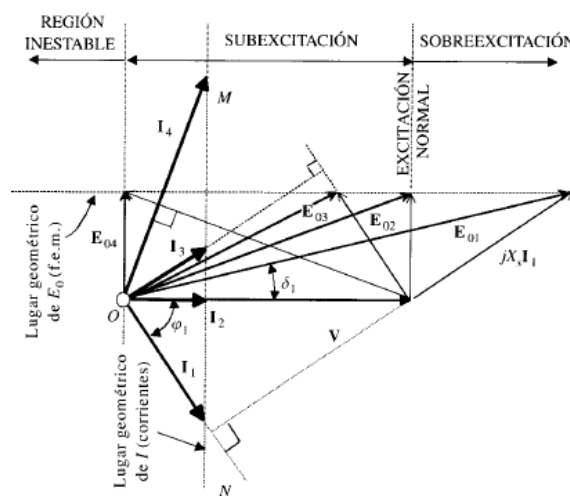


Fig. 8 Lugares geométricos de E e I en régimen de subexcitación y sobreexcitación.

12.3 Anexo 3: Diagrama de límites de funcionamiento de una máquina síncrona (Curva de capacidad).

El diagrama de límites de funcionamiento de una máquina síncrona es un gráfico que representa los valores máximos de potencia activa y reactiva que puede suministrar la máquina funcionando como generador, en función de los límites de calentamiento, tanto del devanado del estátor como del rotor y de la limitación de potencia de la máquina motriz (turbina), en el supuesto de considerar un funcionamiento a la tensión asignada.

La construcción de este gráfico se basa en el diagrama fasorial de la máquina síncrona. En la Figura 9 se muestra este diagrama para un generador funcionando con tensión asignada y factor de potencia inductivo.

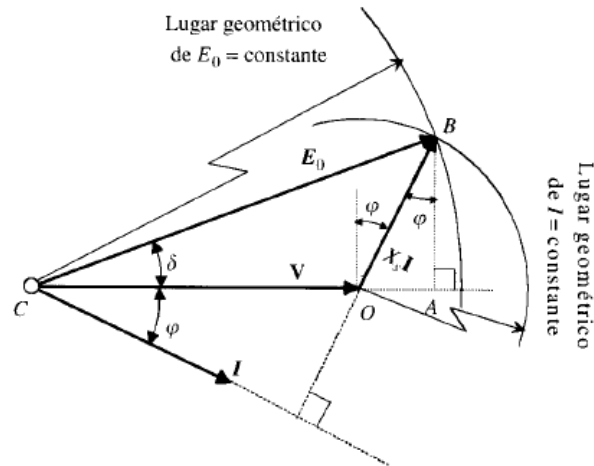


Fig. 9 Lugares geométricos de E e I en un generador.

En el dibujo se observa que el lugar geométrico de los puntos para los cuales la f.e.m. E_0 es constante corresponde a circunferencias con centro en C. En la Figura 9 se muestra el arco de una de ellas. Ahora bien, la f.e.m. E_0 es proporcional a la **corriente de excitación** de la máquina, por consiguiente estas circunferencias representan también el lugar geométrico de los puntos del diagrama para los cuales $I_E = \text{constante}$. Si la corriente de excitación se reduce a la mitad del valor que corresponde a la situación dibujada en la Figura 9, el lugar geométrico será entonces una circunferencia con centro en C y radio mitad. De este modo, si se trazan circunferencias con diferentes radios, se obtendrán lugares geométricos para diferentes corrientes de excitación.

El lugar geométrico de $X_s I = \text{constante}$, que en definitiva corresponde al de corriente de inducido $I = \text{cte}$, corresponderá a circunferencias con centro en O y radio el valor de la corriente de inducido de que se trate. Teniendo en cuenta que la tensión de la red es constante, la potencia aparente es proporcional a la corriente de inducido y por consiguiente las circunferencias anteriores representan también los lugares geométricos de los puntos de funcionamiento de la máquina para los cuales la potencia aparente es constante.

En definitiva, el esquema de la Figura 9 puede emplearse para representar potencias no solamente aparentes sino también activas y reactivas, como se va a demostrar a continuación. Obsérvese que en esta figura se cumplen las siguientes relaciones:

$$[OB] = X_s I; \quad [AB] = X_s I \cos \varphi; \quad [OA] = X_s I \sin \varphi$$

(XVI)

Como quiera que las potencias activa, reactiva y aparente suministradas por la máquina síncrona son:

$$P = VI\cos\varphi; \quad Q = VI\sin\varphi; \quad S = 3VI$$

(XVII)

el triángulo OAB se podrá recalibrar como un triángulo de potencias, a base de multiplicar cada lado por el factor de conversión $3V/X_s$, que es un parámetro constante. Téngase en cuenta para justificar lo anterior que las expresiones (XVII) admiten la siguiente representación:

$$P = VI\cos\varphi = \frac{3V}{X_s}(X_s I\cos\varphi) = \frac{3V}{X_s}[AB]$$

(XVIII)

$$Q = VI\sin\varphi = \frac{3V}{X_s}(X_s I\sin\varphi) = \frac{3V}{X_s}[AB]$$

(XIX)

$$S = 3VI = \frac{3V}{X_s}(X_s I) = \frac{3V}{X_s}[OB]$$

(XX)

En la Figura 10 se ha vuelto a dibujar el diagrama de la Figura 9, pero en el que cada lado de la figura se ha multiplicado por el factor de conversión citado. Se ha rayado el triángulo que representa las potencias. El eje de ordenadas define las potencias activas, mientras que el eje de abscisas determina las potencias reactivas. El centro de referencia es el punto O . Para el punto B se tiene una potencia activa positiva P y una potencia reactiva positiva Q ; la excitación correspondiente, según se ha señalado antes, será proporcional a la distancia MB . Para el punto de trabajo C se tiene una potencia activa positiva P_c , una potencia reactiva negativa Q_c y una potencia aparente definida por la distancia OC . La corriente de excitación será proporcional a la distancia MC .

En la práctica de la ingeniería de los sistemas eléctricos de potencia se prefiere utilizar diagramas en valores por unidad donde las magnitudes están referidas a unos valores base. Para las potencias se toma como base la potencia aparente asignada del generador y para las tensiones se elige como base la tensión asignada de la máquina. En el caso de las corrientes de excitación, se toma como base de referencia la corriente inductora necesaria para producir la tensión asignada en vacío. Las corrientes de inducido utilizan

como base, la corriente asignada de la máquina, mientras que para las impedancias se utiliza un valor base, definido como el cociente entre la tensión asignada y la corriente asignada. De acuerdo con estas premisas se ha construido en la Figura 11 el denominado **ábaco de operación de un generador síncrono**, en el que se muestran los límites de funcionamiento. El proceso a seguir es el siguiente:

1. Se elige el centro O , y se dibujan los ejes de coordenadas X e Y correspondientes, respectivamente, a potencia reactiva y activa (en valores por unidad, p.u.). Con la escala que se desee, se trazan círculos con centro en O . En el caso de la Figura 11 se han dibujado cinco semicircunferencias para valores 0,2; 0,4; 0,6; 0,8 y 1 p.u. de la potencia aparente asignada de la máquina.

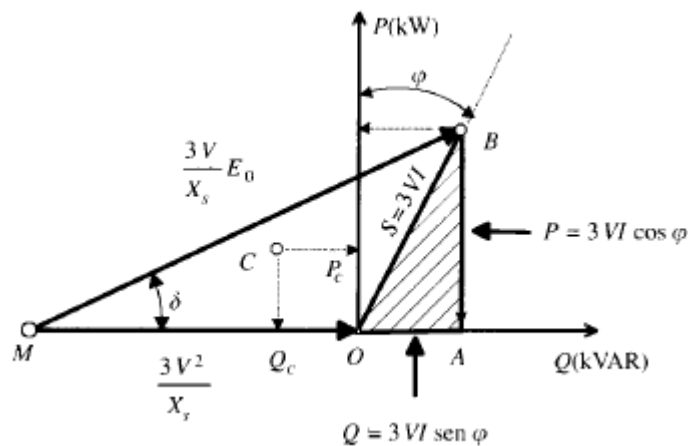


Fig.10 Diagrama de potencias de un generador.

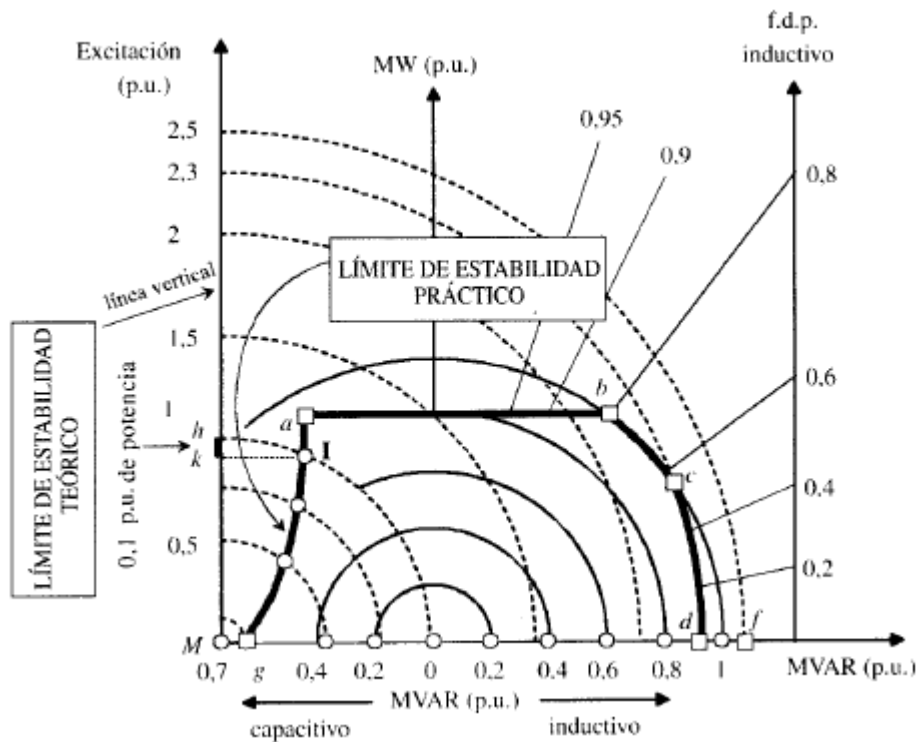


Fig. 11 Ábaco de operación de un generador. Límites de funcionamiento.

- Se localiza el punto M del diagrama. Para este punto se tiene una potencia reactiva que según muestra la Figura 10 vale:

$$Q_M = \frac{3V^2}{X_S} = \frac{3V_n^2}{X_S}$$

(XXI)

Ya que la tensión de funcionamiento es la asignada. La expresión anterior también se puede escribir así:

$$Q_M = 3V_n \frac{V_n}{X_S}$$

(XXII)

Que en valor por unidad respecto a la potencia asignada del generador es:

$$Q_M(p.u.) = \frac{Q_M}{S_N} = \frac{3V_n \frac{V_n}{X_S}}{3V_n I_n} = \frac{V_n / I_n}{X_S} = \frac{Z_b}{X_S}$$

(XXIII)

Donde Z_b representa, la impedancia base de la máquina. Esta expresión también se puede poner como:

$$Q_M(p.u) = \frac{1}{\frac{X_s}{Z_b}} = \frac{1}{X_s(p.u)}$$

(XXIV)

Si se considera, por ejemplo, una reactancia síncrona de valor $X_s/Z_b = 1,43 p.u.$, el punto M se localizará para una magnitud de potencia reactiva p.u. según (XXIV):

$$Q_M(p.u) = \frac{1}{1,43} = 0,7(p.u)$$

(XXV)

3. Con centro en M se trazan circunferencias correspondientes a corrientes de excitación constante. La corriente de excitación base (de referencia) corresponde al segmento MO , que representa la corriente necesaria en el inductor para que se genere en vacío la tensión asignada. Por este motivo esta distancia representa un valor 1 p.u. Con esta escala se han trazado en la Figura 11 cinco circunferencias de excitación correspondientes a cinco corrientes valores de la excitación: 0.5; 1; 1.5; 2; 2.5 p.u.
4. Con centro en O se trazan líneas radiales que representan los valores del f.d.p. de la máquina y que según la Figura 11 corresponden a los ángulos que estas líneas radiales forman con la vertical (eje de potencias activas). En el caso de la Figura 11 se han trazado las líneas correspondientes a los f.d.p.: 0.2; 0.4; 0.6; 0.8; 0.9; 0.95.

A continuación se deben dibujar en el ábaco las líneas y curvas, que representan los límites de funcionamiento de la máquina en régimen permanente, que vienen impuestas por:

- a) **Potencia asignada de la máquina motriz.**
- b) **Potencia aparente del generador, que limita la corriente de circulación por el inducido, para que en este devanado no se superen las temperaturas admisibles.**
- c) **Corriente máxima de excitación del generador, que está limitada por el**

calentamiento de devanado del rotor.**d) Ángulo de carga δ máximo permitido para que se cumplan las condiciones de estabilidad de la máquina.**

De este modo el proceso a seguir será:

a) Se traza una línea horizontal con la potencia de la turbina. Realmente este valor corresponde a la máxima potencia activa que puede suministrar el generador. Atendiendo a esto, los constructores definen, además de la potencia aparente asignada de generador, (MVA), el f.d.p. asignado, el producto de ambos factores determina la potencia activa máxima, que a lo sumo debe coincidir con la de la turbina o motor de accionamiento. Si se considera el valor clásico de f.d.p. 0.8 inductivo, la potencia activa máxima será de 0.8 p.u., y es esta la recta horizontal *ab* que se ha trazado en la Figura 11.

b) La limitación de la potencia aparente del generador (o lo que es equivalente, la corriente en el inducido) viene definida por el arco *bc* correspondiente a la circunferencia de potencia aparente 1 p.u. (centro en *O*).

c) La limitación de la corriente de excitación viene expresada por el arco *cd* (centro de la circunferencia en el punto *M*). Para dibujar este arco se ha supuesto un valor máximo de la corriente de excitación de 2.3 p.u. (ver este valor es el eje vertical), que corresponde en cierto modo a una f.e.m. 2.3 p.u. (es decir 2.3 veces la tensión asignada). Hay que hacer notar que los arcos correspondientes a la limitación de la corriente en el inducido, *bc*, y a la limitación de corriente en el inductor, *cd*, se cortan en *C*. Desde este punto hacia el eje de abscisas es más fuerte la limitación que impone la corriente de excitación que la corriente del estator (en la zona *cd*, el arco *bf*, correspondiente a la limitación de corriente por el inducido es exterior al *cd* que impone el inductor).

d) El límite de estabilidad en régimen permanente se obtiene, para un ángulo de carga $\delta = 90$, que corresponde a una recta perpendicular a *MO* trazada por el punto *M*. En la práctica se suele reducir esta zona a un valor de δ menor, para poder hacer frente a posibles variaciones de carga y a inestabilidades de tipo transitorio. En la práctica de la ingeniería se recurre a restar un 10 por 100 de la potencia asignada de la máquina (MVA) en cada círculo de excitación, proyectando el punto resultante hasta la circunferencia. Si se considera la circunferencia de excitación 1 p.u., se tiene el punto *h*, que constituye el límite de estabilidad teórico; entonces se

resta la potencia correspondiente a este punto (ordenada Mh) un 0,1 p.u. de la potencia aparente asignada (segmento hk) y esto da lugar al segmento Mk ; el punto límite de funcionamiento se obtiene proyectando el punto k a la circunferencia, dando lugar al punto l , que define uno de los puntos de la curva que constituye el límite de estabilidad práctico. Se pueden obtener más puntos repitiendo el proceso con otras circunferencias de excitación, como se muestra en la figura siguiente:

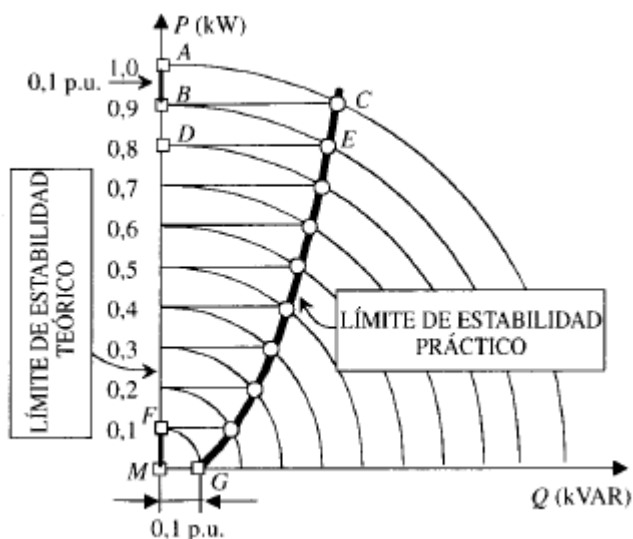


Fig. 12 Detalle del proceso de construcción del límite de estabilidad práctico.

12.4 Anexo 4: Funcionamiento de las líneas de transmisión.

La potencia eléctrica se transfiere desde las estaciones generadoras hasta los consumidores a través de líneas aéreas y cables.

Las líneas aéreas se utilizan para cubrir grandes distancias en espacios abiertos y áreas rurales, mientras que los cables se utilizan para la transmisión subterránea en las áreas urbanas y para los cruces submarinos.

Para las mismas condiciones nominales, los cables son de 10 a 15 veces más costosos que las líneas aéreas, hecho por el cual se reserva su empleo solamente a situaciones especiales donde no es factible la utilización de una línea aérea; indefectiblemente la distancia a cubrir en dichas aplicaciones es muy corta.

12.4.1 Características eléctricas.

Líneas aéreas

Una línea de transmisión está caracterizada por cuatro parámetros: la resistencia serie R debida a la resistividad del conductor, la conductancia derivación G debida a las

corriente de dispersión entre las fases y la tierra, la inductancia derivación L debido al campo magnético establecido alrededor de los conductores, y la capacidad derivación C debida al campo eléctrico implantado entre los conductores.

A continuación se resumen los puntos salientes relativos a los parámetros de la línea:

Resistencia Serie (R): Las resistencias de las líneas contabilizando la conductividad directa y el efecto pelicular se determinan a partir de tablas de fabricación.

Conductancia Derivación (G): La conductancia derivación representa las pérdidas debidas a las corrientes de dispersión a lo largo de las cadenas de aisladores y al efecto corona. En líneas de potencia, este efecto es pequeño y usualmente despreciable.

Inductancia Serie (L): La inductancia de la línea depende del flujo enlazado parcial dentro de la sección transversal del conductor y de los flujos enlazados externos. Para líneas aéreas, las inductancias de las tres fases son diferentes unas de otras a menos que los conductores estén equiespaciados, la cual es una geometría no adoptada en la práctica. Las inductancias de las tres fases con diferente espaciado pueden ser ecualizadas por medio de la transposición de las líneas de forma tal que cada fase ocupe sucesivamente las tres posiciones posibles.

Capacidad Derivación (C): La diferencia de tensión entre los conductores de una línea de transmisión provoca la carga de los conductores; la capacidad entre los conductores es la carga por unidad de diferencia de potencial. Cuando se aplican a los conductores tensiones alternas, una corriente de carga fluye debido al ciclo alternante de carga y descarga de los capacitores.

Cables subterráneos

Los cables subterráneos tienen los mismos parámetros básicos que las líneas aéreas: resistencia e inductancia serie; capacidad y conductancia derivación.

Sin embargo, los valores de los parámetros y por lo tanto las características de los cables difieren considerablemente de aquellos correspondientes a las líneas aéreas por las siguientes razones:

- 1) Los conductores en un cable están considerablemente más próximos unos de otros que en una línea aérea.

- 2) Los conductores en un cable están rodeados por cuerpos metálicos tales como pantallas, hojas de cobre, aluminio o plomo, y sujeciones de material magnético.
- 3) Los materiales de la aislación entre los conductores en un cable usualmente están impregnados de papel, aceite de baja viscosidad, un gas inerte, polietileno o PVC.

12.4.2 Ecuaciones de funcionamiento.

Hemos identificado los parámetros de una línea de transmisión por unidad de longitud.

Estos son parámetros distribuidos; esto es, los efectos representados por los parámetros están distribuidos a lo largo de toda la longitud de la línea.

Si suponemos que la línea es transpuesta, podemos analizar el desempeño de la línea sobre una base monofásica.

La Figura 13 muestra la relación entre corrientes y tensiones a lo largo de una fase de la línea en términos de parámetros distribuidos, con:

$$Z = R + j\omega L = \text{impedancia serie por unidad longitud/fase}$$

$$Y = G + j\omega C = \text{admitancia derivación por unidad longitud/fase}$$

$$l = \text{longitud de la línea}$$

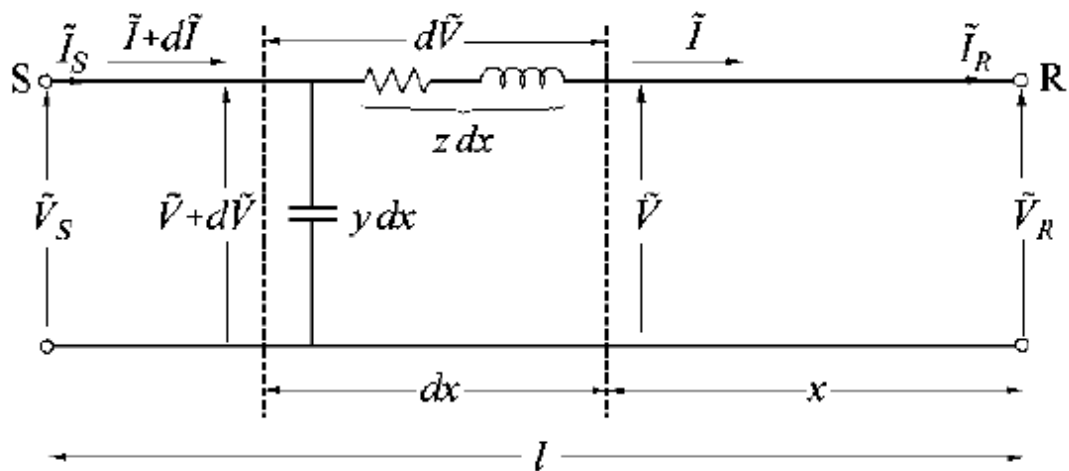


Fig 13: Relación entre corrientes y tensiones a lo largo de una fase de la línea en función de parámetros distribuidos.

Las tensiones y corrientes que se muestran son fasores que representan magnitudes sinusoidales variables en el tiempo.

Considerando una sección diferencial de la línea de longitud dx a una distancia x a partir del extremo receptor, la tensión diferencial sobre la longitud del elemento está dada por:

$$d\tilde{V} = \tilde{I}(zdx)$$

De aquí que,

$$\frac{d\tilde{V}}{dx} = \tilde{I}z$$

(1)

La corriente diferencial que fluye en la admitancia derivación es:

$$d\tilde{I} = \tilde{V}(ydx)$$

De aquí que,

$$\frac{d\tilde{I}}{dx} = \tilde{V}y$$

(2)

Diferenciando las ecuaciones 1 y 2 con respecto a x , obtenemos:

$$\frac{d^2\tilde{V}}{dx^2} = z \frac{d\tilde{I}}{dx} = yz\tilde{V}$$

(3)

$$\frac{d^2\tilde{I}}{dx^2} = y \frac{d\tilde{V}}{dx} = yz\tilde{I}$$

(4)

Vamos a establecer las condiciones de contorno suponiendo que la tensión V_R y la corriente I_R son conocidas en el extremo receptor ($x = 0$). La solución general de las ecuaciones 3 y 4 para tensiones y corrientes a una distancia x a partir del extremo receptor es:

$$\tilde{V} = \frac{\tilde{V}_R + Z_C \tilde{I}_R}{2} e^{\gamma x} + \frac{\tilde{V}_R - Z_C \tilde{I}_R}{2} e^{-\gamma x}$$

(5)

$$\tilde{I} = \frac{\tilde{V}_R/Z_C + \tilde{I}_R}{2} e^{\gamma x} - \frac{\tilde{V}_R/Z_C - \tilde{I}_R}{2} e^{-\gamma x}$$

(6)

Donde:

$$Z_C = \sqrt{z/y}$$

(7)

$$\gamma = \sqrt{yz} = \alpha + j\beta$$

(8)

La constante Z_C es denominada la impedancia característica y γ se denomina constante de propagación.

Las constantes γ y Z_C son magnitudes complejas. La parte real de la constante de propagación γ se denomina la constante de atenuación α , y la parte imaginaria es la constante de fase β . De manera que el término exponencial $e^{\gamma x}$ puede expresarse como sigue:

$$e^{\gamma x} = e^{\alpha x} (\cos \beta x + j \sen \beta x) \quad (9)$$

Por lo tanto, el primer término en la ecuación (5) incrementa en magnitud y avanza en fase en la medida que se incrementa la distancia desde el extremo receptor. Este término se denomina tensión incidente.

La forma expandida del segundo término exponencial es:

$$e^{-\gamma x} = e^{-\alpha x} (\cos \beta x - j \sen \beta x) \quad (10)$$

Como resultado de esto, el segundo término en la ecuación (5) disminuye en magnitud y se retrasa en fase desde el extremo receptor hacia el extremo emisor. Esta se denomina tensión reflejada.

En cualquier punto a lo largo de la línea, la tensión es igual a la suma de las componentes incidente y reflejada en ese punto. Dado que la ecuación 6 es similar a la ecuación 5, la corriente también está compuesta de componentes incidentes y reflejados.

Si una línea termina en un extremo con su impedancia característica Z_C , V_R es igual a $Z_C I_R$, y no tenemos onda reflejada. Tal línea se denomina línea plana o línea infinita (dado que una línea de longitud infinita no puede tener una onda reflejada). Las líneas de potencia, a diferencia de las líneas utilizadas en las comunicaciones, usualmente no terminan en sus impedancias características.

Para línea de potencia típicas, G es prácticamente nulo y $R \ll \omega L$. Por lo tanto,

$$Z_C = \sqrt{\frac{R+j\omega L}{j\omega C}} \approx \sqrt{\frac{L}{C}} \left(1 - j \frac{R}{2\omega L}\right) \quad (11)$$

$$\gamma = \sqrt{(R+j\omega L)j\omega C} \approx j\omega\sqrt{LC} \left(1 - j \frac{R}{2\pi L}\right) \quad (12)$$

Si las pérdidas se desprecian completamente, Z_C es un número real (es decir, una resistencia pura), y γ es un imaginario puro.

Para una línea sin pérdidas, las ecuaciones (5) y (6) se simplifican a:

$$\tilde{V} = \tilde{V}_R \cos \beta x + j Z_C \tilde{I}_R \sin \beta x \quad (13)$$

$$\tilde{I} = \tilde{I}_R \cos \beta x + j \left(\tilde{V}_R / Z_C \right) \sin \beta x \quad (14)$$

Así, la tensión y la corriente varían armónicamente a lo largo de la línea. Un ciclo completo de tensión y corriente en el espacio a lo largo de la longitud de la línea corresponde a 2π radianes. La longitud correspondiente a un ciclo completo se denomina longitud de onda λ . Si β es el desplazamiento en radianes por metro, la longitud de onda en metros es:

$$\lambda = \frac{2\pi}{\beta} \quad (15)$$

12.4.3 Carga Natural o de Impedancia Impulsiva.

Dado que G es despreciable y R es pequeña, las líneas de alta tensión se suponen sin pérdidas cuando se tratan descargas atmosféricas ó impulsos de maniobra. De aquí que, la impedancia característica Z_C despreciando sus pérdidas, comúnmente se denomina como la *impedancia surge* (impedancia impulsiva).

Es igual a $\sqrt{L/C}$ y tiene la dimensión de una resistencia pura.

La potencia entregada por una línea de transmisión cuando esta termina en una impedancia *surge* se conoce como la **carga natural o la carga de impedancia surge (SIL)**:

$$SIL = \frac{V_0^2}{Z_c} [W]$$

(16)

Donde V_0 es la tensión nominal de la línea. Si V_0 es la tensión de línea a neutro, el SIL dado por la anterior ecuación es el valor por fase; si V_0 es el valor de la tensión entre líneas, entonces el SIL es el valor trifásico.

A partir de las ecuaciones (13) y (14), la tensión y la corriente a lo largo de una línea sin pérdidas en el SIL está dado por:

$$\tilde{V} = \tilde{V}_R e^{\gamma x}$$

(17)

$$\tilde{I} = \tilde{I}_R e^{\gamma x}$$

(18)

Donde $\gamma = j\beta = j\omega\sqrt{LC}$

En el SIL, las líneas de transmisión (sin pérdidas) exhiben las siguientes características especiales:

- $\tilde{V}$ e $\tilde{I}$ tienen amplitud constante a lo largo de la línea.
- $\tilde{V}$ e $\tilde{I}$ están en fase a todo lo largo de la longitud de la línea.
- El ángulo de fase entre las tensiones (y corrientes) de los extremos emisor y receptor es igual a βl (ver Figura 13).

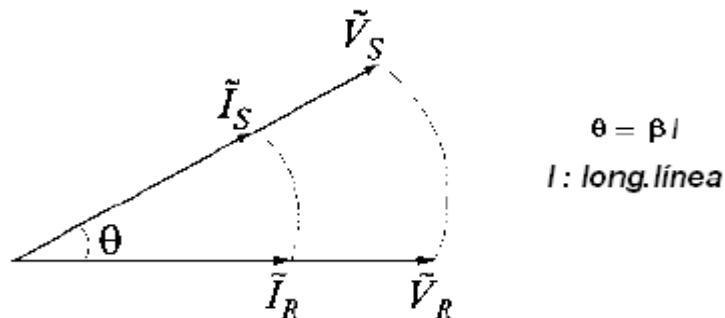


Fig. 14 Relación entre tensiones y corrientes en los extremos emisor y receptor para una línea sin pérdidas en condición SIL.

A la carga natural, la potencia reactiva generada por C es igual a la potencia absorbida por L, para cada longitud incremental de la línea. De aquí que, no hay potencia reactiva absorbida o generada en ninguno de los extremos de la línea, y los perfiles de la tensión y la corriente son planos. **Esta es una condición óptima con respecto al control de la tensión y la potencia reactiva.**

12.4.4 Carga Natural o de Impedancia Impulsiva.

En correspondencia con una carga de $P_R + jQ_R$ en el extremo receptor, tenemos:

$$\tilde{I}_R = \frac{P_R - jQ_R}{\tilde{V}_R^*}$$

A partir de la ecuación (5), $x = l$, tenemos:

$$\tilde{V} = \frac{\tilde{V}_R + Z_C \left(\frac{P_R - jQ_R}{\tilde{V}_R^*} \right)}{2} e^{\gamma x} + \frac{\tilde{V}_R - Z_C \left(\frac{P_R - jQ_R}{\tilde{V}_R^*} \right)}{2} e^{-\gamma x}$$

(19)

Con $\gamma = j\beta$ (línea sin pérdidas) y $\theta = \beta l$,

$$\tilde{E}_S = \tilde{V}_R \cos \theta + jZ_C \sin \theta \left(\frac{P_R - jQ_R}{\tilde{V}_R^*} \right)$$

(20)

La ecuación anterior puede resolverse para V_R para una dada carga y la tensión del extremo emisor. La Figura 15(b) muestra una relación típica entre la tensión del extremo receptor y la carga, para una tensión fija del extremo emisor. Los resultados que se muestran son para una línea de 300 km, con $E_S = 1.0 \text{ pu}$, Figura 15(a). La constante β para la línea se supone igual a 0.0012 rad/km. La carga está *normalizada* dividiendo P_R por P_0 , la carga natural (SIL), de manera que los resultados son aplicables a las líneas aéreas de todas las tensiones.

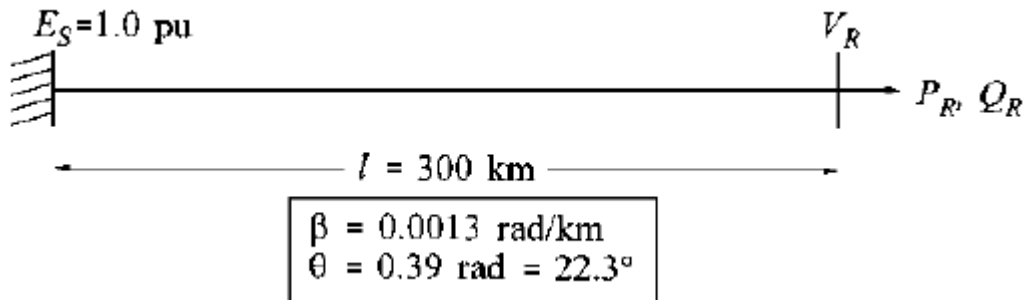


Fig.15(a): Diagrama del sistema

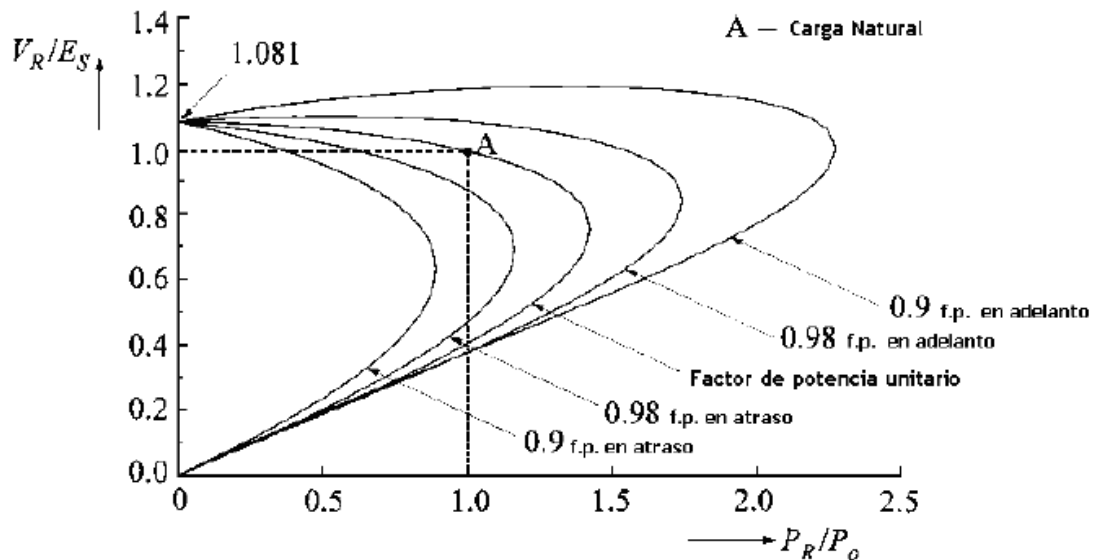


Fig 15(b): Características de tensión en el extremo receptor versus potencia.

Fig 15: Características de tensión-potencia para una línea radial sin pérdidas de 300 km.

A partir de la Figura 15, resultan evidentes varias propiedades fundamentales de los sistemas de transmisión en corriente alterna:

- Se tiene un límite máximo para la potencia que puede transmitirse para cada factor de potencia de la carga. Obviamente, tiene que existir un límite tal dado que, con E_S constante, la única forma de incrementar la potencia es reduciendo la impedancia de carga. Esto resultará en un incremento de la corriente, pero una reducción de V_R y grandes pérdidas en las líneas. Hasta un cierto punto el incremento de la corriente domina la disminución de V_R , lo cual por tanto resulta en un incremento de P_R . Finalmente, la disminución en V_R es tal que la tendencia se revierte.
- Cualquier valor de potencia por debajo del máximo puede transmitirse a dos diferentes valores de V_R . La operación normal es al mayor de los valores, con límites estrechos alrededor del 1.0 pu. A la menor tensión, la corriente es mayor y puede exceder los límites térmicos. La factibilidad de la operación a la menor tensión también depende de las características de la carga y puede conducir a una condición de inestabilidad de la tensión. Esto se analizará en el tema “Inestabilidad de la Tensión”.
- El factor de potencia de la carga tiene una significativa influencia sobre V_R y la máxima potencia que puede transmitirse. El límite de potencia y V_R son menores con factores de potencia en atraso (carga inductiva, Q_R positivo). Con

factores de potencia en adelanto (carga capacitiva, Q_R negativo), la porción superior del perfil de tensión tiende a ser más plana y la máxima potencia es mayor. Esto significa que la tensión en el extremo receptor puede regularse mediante la incorporación de compensación capacitiva derivación.

El efecto de la longitud de la línea se representa en la Figura 16, la que muestra el desempeño de líneas con longitudes de 200, 300, 400, 600 y 800 km con carga a *factor de potencia unitario*. Los resultados muestran que, para líneas más largas, V_R es extremadamente sensible a las variaciones en P_R . Para líneas más largas que 600 km ($\theta > 45^\circ$), V_R a la carga natural es la menor de las dos tensiones que satisfacen la ecuación (20). Tal operación es aproximadamente inestable en tensión.

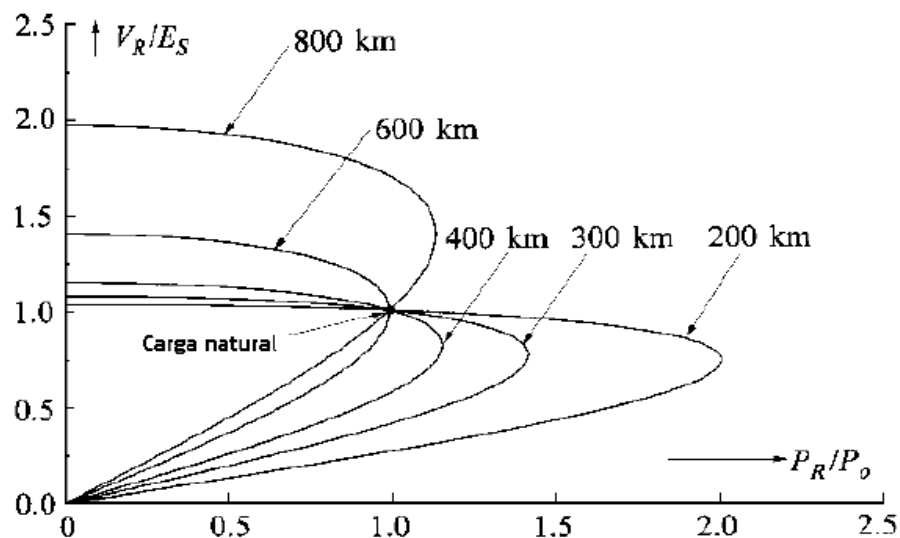


Fig 16: Relación entre la tensión en el extremo receptor, longitud de la línea y de la carga, de una línea radial sin pérdidas.

12.4.5 Fuente conectada a ambos extremos de la línea.

Vamos a suponer que las magnitudes de las fuentes de tensión en los dos extremos sean iguales. Bajo carga, E_S adelanta a E_R en fase. Debido a que las magnitudes de E_S y E_R son iguales, existen las siguientes condiciones:

- La tensión en el punto medio está a la mitad en fase entre E_S y E_R .
- El factor de potencia en el punto medio es unitario.
- Con $P_R > P_0$, ambos extremos suministran potencia reactiva a la línea; con $P_R < P_0$, ambos extremos absorben potencia reactiva a partir de la línea.

El diagrama esquemático y el fasorial para $P_R < P_0$ se muestran en las Figuras 17 (a y b).

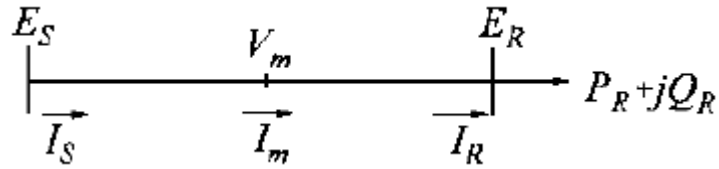


Figura 17(a): Diagrama Esquemático

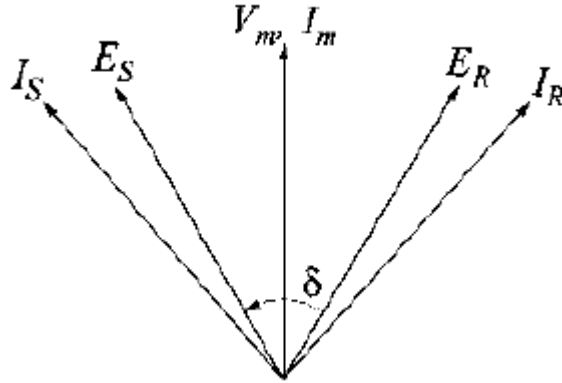


Fig 17(b): Diagrama Fasorial

Fig 17: Relaciones entre la tensión y la corriente de fase con E_S igual a E_R , y P_R menor que P_0 .

La Figura 17 puede utilizarse para analizar de qué forma V_m varía con la potencia transmitida. Con las magnitudes de E_S y E_R iguales a 1.0 pu y la longitud igual a la mitad de la línea real, los gráficos de V_R que se muestran en la Figura 16, brindan los valores de V_m . Por ejemplo, las variaciones en V_m con carga de una línea de 400 km conectada a fuentes en ambos extremos son las mismas que las variaciones en V_R de una línea radial de 200 km.

A 400 km, el desempeño de la línea resulta significativamente mejorado teniendo fuentes en ambos extremos. Sin embargo, una línea simétrica de 800 km puede tener variaciones de tensión inaceptablemente grandes en su punto medio.

12.4.6 Consideraciones sobre la transferencia de Potencia y la Estabilidad.

Suponiendo una línea sin pérdidas, a partir de la ecuación 13, con $x = l$, y $\theta = \beta l$, tenemos:

$$\widetilde{E}_S = \widetilde{E}_R \cos \theta + jZ_C \widetilde{I}_R \sin \theta$$

Expresando I_R en términos de P_R y Q_R , tenemos:

$$\widetilde{E}_S = \widetilde{E}_R \cos \theta + jZ_C \sin \theta \left(\frac{P_R - jQ_R}{\widetilde{E}_R^*} \right)$$

(21)

Como se muestra en la Figura 17(b), sea δ el ángulo en el cual E_S adelanta a E_R , es decir, *el ángulo de carga o el ángulo de transmisión*.

Con E_R como fasor de referencia, E_S puede escribirse como:

$$\widetilde{E}_S = \widetilde{E}_S e^{j\delta} = E_S(\cos\theta + j\operatorname{sen}\theta)$$

(22)

Igualando las partes real e imaginaria de las ecuaciones 21 y 22, tenemos:

$$E_S \cos\delta = E_R \cos\theta + Z_C \left(\frac{Q_R}{E_R} \right) \operatorname{sen}\theta$$

(23)

$$E_S \operatorname{sen}\delta = Z_C \left(\frac{P_R}{E_R} \right) \operatorname{sen}\theta$$

(24)

Reordenando la ecuación 24, resulta:

$$P_R = \frac{E_S E_R}{Z_C \operatorname{sen}\theta} \operatorname{sen}\delta$$

(25)

La anterior ecuación nos brinda una expresión muy importante para la potencia transferida a través de una línea. Esta es válida para una carga sincrónica así como para una asincrónica en el extremo receptor.

La única aproximación es que las pérdidas en la línea se desprecian.

Para una línea corta, el $\operatorname{sen}\theta$ puede reemplazarse por θ en radianes. De aquí que,

$$\begin{aligned} Z_C \operatorname{sen}\theta &= Z_C \theta = \sqrt{\frac{L}{C}} \omega \sqrt{LC} l = \omega L l \\ &= X_L \quad \text{Reactancia inductiva serie} \end{aligned}$$

Por lo tanto, la expresión para la potencia transferida se reduce a la forma más familiar:

$$P_R = \frac{E_S E_R}{X_L} \operatorname{sen}\delta$$

(26)

Si $E_S = E_R = V_0$, la tensión nominal, entonces la carga natural es:

$$P_0 = \frac{E_S E_R}{Z_C}$$

la ecuación 25 resulta:

$$P_R = \frac{P_0}{\sin \theta} \sin \delta$$

(27)

Con las magnitudes de las tensiones fijas, la potencia transmitida solamente es función del ángulo de transmisión δ . Cuando P_R es igual a la carga natural (P_0), $\delta = \theta$.

La Figura 18(b) muestra esta relación para una línea de 400 km, en la cual $\theta = 0.52 \text{ rad}$ y $\sin \theta = 0.497$, según el diagrama esquemático de la Figura 18(a). Es interesante compararla con la característica tensión – potencia de la Figura 16. La característica correspondiente a la línea de 400 km simétrica (equivalente a una línea radial de 200 km de la Figura 16) se reproduce en la Figura 18(c).

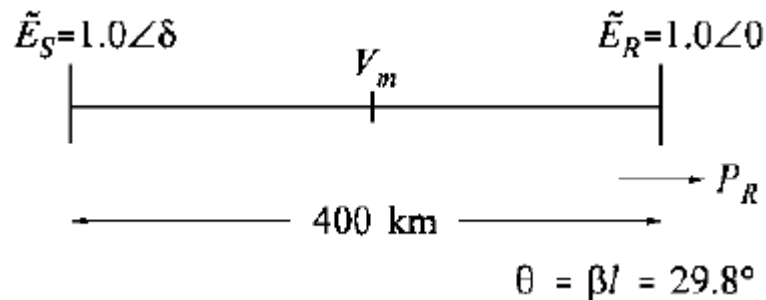


Fig 18(a): Diagrama esquemático.

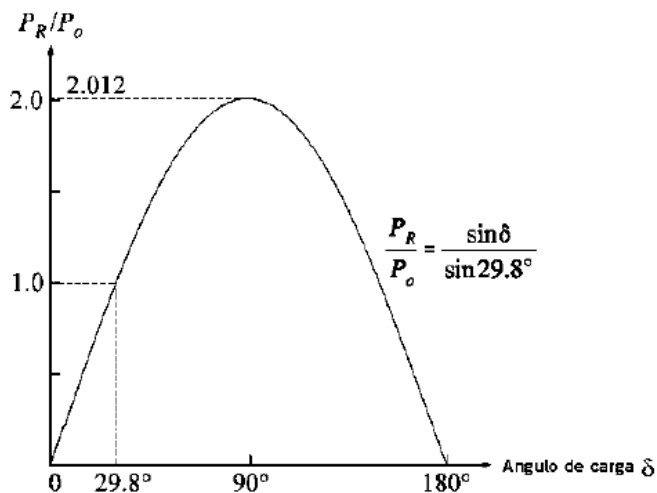


Fig 18(b): Característica ángulo – potencia.

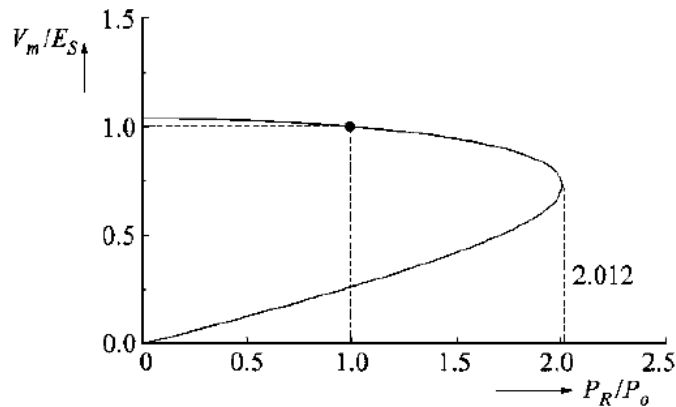


Fig 18(c): Tensión en el punto medio como función de la potencia transmitida.

Fig 18: Características $P_R - \delta$ y $V_m - P_R$ para una línea sin pérdidas de 400 km al transmitir potencia entre dos grandes sistemas.

A partir de las Figuras 18(b) y (c), se puede deducir que existe una máxima potencia que se puede transmitir. Cuando el ángulo de carga se incrementa (es decir, el sistema sincrónico del extremo emisor está adelantado con respecto al sistema sincrónico del extremo receptor), la potencia transmitida se incrementa de acuerdo con la Figura 18(b) y la ecuación 27. Esto se acompaña de una reducción en la tensión del punto medio V_m , según se deduce de la Figura 18(c) y de un incremento en la corriente del punto medio I_m , de manera que se tiene un incremento en la potencia. Hasta un cierto punto el incremento en I_m domina sobre el decremento de V_m . Cuando el ángulo de carga alcanza los 90° , la potencia transmitida alcanza su valor máximo. Más allá de este punto, la disminución en V_m es mayor que el correspondiente aumento en I_m ; de aquí que, su producto disminuye con todo incremento posterior en el ángulo de transmisión. **El sistema, es inestable cuando se alcanza esta condición.**

Los sistemas del extremo emisor y del receptor pueden considerarse en términos de máquinas sincrónicas equivalentes. El ángulo de carga δ entonces es una medida de la posición relativa de los rotores de aquellas dos máquinas. Más allá del punto de máxima potencia, un incremento en el torque de la máquina del extremo emisor resulta en un incremento de γ , pero en una disminución de la potencia transmitida. Esto provoca que la máquina del extremo emisor se acelere y que la máquina del extremo receptor se desacelere, resultando en un nuevo y mayor incremento de δ . Esta es una situación irreversible, y las dos máquinas (o los sistemas que ellas representan) pierden el sincronismo.

La máxima potencia que puede transmitirse, representa el límite de estabilidad en estado estacionario o en pequeña señal. Para la línea de 400 km considerada en las Figuras 18(a, b y c), este límite es igual a $P_0/0.497P_0$ o 2.012 veces la carga natural.

12.5 Anexo 5: Regulación de tensión.

En la figura, usando el modelo dipolo, calculamos en forma vectorial, la tensión necesaria en la partida V_1 , para tener V_2 en la llegada o arribo, para un estado de carga en el extremo final: a) capacitivo, b) inductivo. (Aceptamos que $R \ll X$).

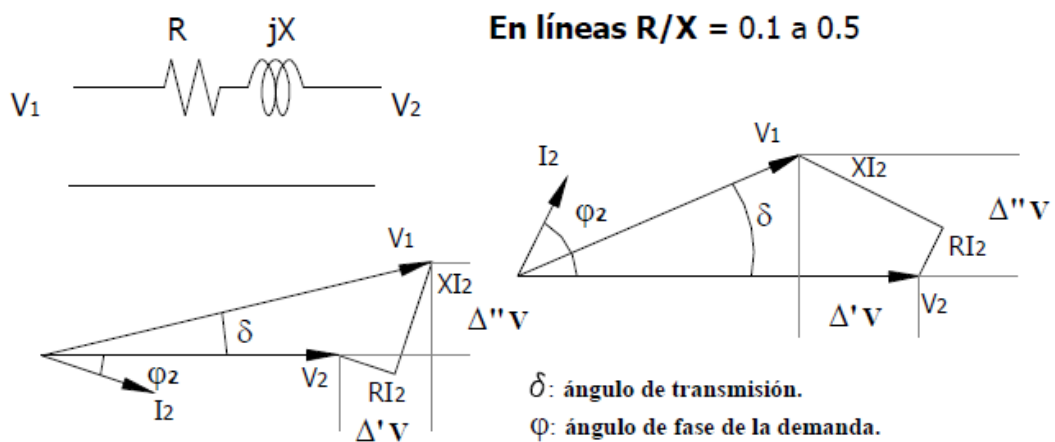


Fig 19: Modelo dipolo y diagramas fasoriales.

Sabiendo que:

$$S_2 = P_2 + jQ_2 = \tilde{V} \tilde{I}^*$$

(1)

Siendo I^* , el conjugado de I , y $Q_2 > 0$ si es Q es inductiva, entonces:

$$\Delta \tilde{V} = \tilde{V}_1 - \tilde{V}_2 = \tilde{Z} \tilde{I} = (R + jX) \left(\frac{(P_2 - jQ_2)}{V_2} \right)$$

(2)

$$= \frac{RP_2 - jRQ_2 + jXP_2 + XQ_2}{V_2}$$

(3)

$$= \frac{RP_2 + XQ_2}{V_2} + j \frac{XP_2 - RQ_2}{V_2}$$

(4)

$$= \Delta'V + j\Delta''V$$

(5)

Pudiendo escribirse como:

$$\Delta'V = \frac{RP_2 + XQ_2}{V_2} \quad y \quad \Delta''V = \frac{XP_2 - RQ_2}{V_2}$$

(6)

Si $R \ll X$, las dos expresiones últimas se pueden escribir como:

$$\Delta'V = \frac{XQ_2}{V_2} \quad y \quad \Delta''V = \frac{XP_2}{V_2}$$

(7)

Concluimos, que en el caso de carga inductiva la tensión cae en la línea y por el contrario, aumenta cuando la carga es capacitiva.

Suponemos que la caída de tensión, esté expresada por la componente horizontal $\Delta'V$. Ésta afirmación no es tan real, ya que la tensión medida en cada extremo, está representada por el módulo de los vectores V_1 y V_2 .

En esta afirmación anterior, suponemos que la diferencia de tensión $\Delta'V$ es la diferencia entre la proyección de V_1 y V_2 que se tomó como coincidente con el eje horizontal. El error que se comete usando dicho valor de V_1 no resulta relevante, debido a que el ángulo δ es pequeño.

Además la variación de tensión dependerá del valor de la componente reactiva de la corriente o dicho de otra manera de la potencia reactiva transferida, siendo independiente del valor de la potencia activa.

También se observa que aparece un ángulo delta entre V_1 y V_2 , que depende del valor de la componente activa de la corriente o dicho de otra manera de la potencia activa transferida por la línea.

Este ángulo "delta" entre las tensiones inicial y final, es determinante en la posibilidad de transmitir potencia activa por la misma. Este valor de ángulo, es directamente proporcional a la potencia activa transmitida y no puede o no debe alcanzar 90 grados.

Si $R \ll X$, entonces: (válido para líneas de 132KV o más)

$\Delta'V \cong XQ_2/V_2$ es decir, *proporcional a Q_2 , siendo este Q el causante fundamental del valor de ΔV .*

$\Delta'V \cong XP_2/V_2$ es decir, *proporcional a P_2 , causante de variar el ángulo δ .*

La caída de tensión en líneas, casi no depende de la transmisión de potencia activa. La causa de caída de tensión es la transmisión de potencia reactiva por la misma.

12.5.1 Impedancia Característica y Potencia Natural. Su influencia en la regulación de tensión.

En cada equipo de transmisión, se puede definir, a partir de sus parámetros, la "potencia natural o característica":

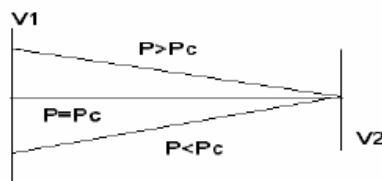
$$P_C = \frac{V_n^2}{Z_C}$$

(8)

Donde: $Z_C = \sqrt{\frac{Z}{Y}}$ y si suponemos R y G despreciables, entonces $Z_C = \sqrt{\frac{L}{C}}$ (9)

Siendo L y C expresados como parámetros distribuidos o valores kilométricos.

La potencia natural de una línea, define un valor de potencia activa transmitida, superado el cual, la línea se comporta como una inductancia, y debajo de dicho valor se comporta como una capacidad.



Líneas transportando una potencia igual a la Característica, idealmente activa, tiene tensiones $V_2=V_1$.

Con $P_2 > P_c$, la línea consume potencia reactiva y $V_2 < V_1$.

Con $P_2 < P_c$, la línea genera potencia reactiva y $V_2 > V_1$. Para su compensación, se colocan inductores en los extremos.

La demanda tiene asociada valores de Q reactiva. Las líneas de alta tensión y cables proveen parte de esta demanda y el resto debe ser aportado por los generadores. Si no se satisface adecuadamente, se traduce en una disminución de los niveles de tensión. Como caso inverso, si el aporte del sistema de transmisión excede a la demanda, los generadores deben absorber, (o compensar) dicho excedente de potencia reactiva, a riesgo de tener tensiones elevadas que pueden transgredir los valores permisibles y tolerables de tensión.

En sistemas de alta tensión, como la demanda varía aleatoriamente, siendo en general, altas en horas picos, el **estado de carga por arriba de las potencias naturales de las líneas**, hace que el sistema se comporte como **consumidor de reactiva** igual que la demanda, y que los esfuerzos en generación y regulación apunten a mantener o conseguir tensiones altas, o que no caigan por debajo de los límites aceptados, para cumplir con la calidad de servicio.

Lo inverso ocurre en **horas de baja demanda**, por estar las **líneas transmitiendo por debajo de su potencia natural**, entonces los esfuerzos apuntan a tratar que los **niveles de tensión no transgredan los máximos** permisibles u operables.

12.5.2 Medios para Regular Tensión.

A los efectos de la Regulación de Tensión, además de realizarse los estudios pertinentes, se deben operar adecuadamente los siguientes elementos disponibles a tal efecto:

- a) Excitación de los generadores y compensadores sincrónicos.
- b) Topes de los reguladores bajo carga de los transformadores.
- c) Inserción o desconexión de capacitores y reactores.
- d) Compensadores estáticos.
- e) Modificación de los acoplamientos de barra.

13 Bibliografía

- Abur, A., & Gómez Expósito, A. (2004). Power system state estimation: Theory and implementation. Marcel Dekker.
- ABB. (s.f.). AM_TransNet_Tuning_State_Estimator_Convergence [Manual técnico]. ABB Network Manager NM10.2.
- ABB. (s.f.). FD_TransNet_State_Estimator [Manual técnico]. ABB Network Manager NM10.2.
- CAMMESA. (s.f.). Procedimientos para la operación en tiempo real. Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
- CAMMESA. (s.f.). Restricciones de la red de transporte en alta tensión. Revista Programación Estacional.
- Fraile Mora, J. (2012). Máquinas eléctricas (6.^a ed.). McGraw-Hill Interamericana.
- Granada Echeverri, M. (s.f.). Estimación de estado en sistemas eléctricos de potencia. Parte I: Detección de errores grandes.
- Monticelli, A. (1999). State estimation in electric power systems: A generalized approach. Springer Science+Business Media.
- TRANSENER. (s.f.). Anexo 2 de la Orden de Servicio N.º 47: Operación de líneas del área Comahue–Cuyo–Centro.
- TRANSENER. (s.f.). Informe N.º 014/11: Análisis del comportamiento del SADI ante el ingreso de la interconexión Comahue–Cuyo.
- TRANSENER. (s.f.). Orden de Servicio N.º 6: Sincronización en la red de TRANSENER.
- Universidad Nacional de Rosario (s.f.). Teoría de regulación de tensión [Material de cátedra de Transmisión Eléctrica].